

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

*На правах рукописи*

Воронцов Андрей Алексеевич



ИНГИБИТОРНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ФОРМИРОВАНИЯ  
АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ И ГАЗОГИДРАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В  
НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ С ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАСОСАМИ

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:  
кандидат технических наук, доцент  
Коробов Г.Ю.

Санкт-Петербург – 2026

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>5</b>
<b>ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ И ГАЗОГИДРАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ .....</b>	<b>11</b>
1.1 Проблематика образования газовых гидратов при добыче углеводородов .....	11
1.2 Проблематика образования АСПО при добыче углеводородов.....	14
1.3 Общемировые научные достижения по методам борьбы с асфальтосмолопарафиновыми и газогидратными отложениями .....	17
1.3.1 Методы борьбы с отложениями газовых гидратов .....	17
1.3.2 Исследования особенностей образования газовых гидратов в нефтяных скважинах.....	20
1.3.3 Методы борьбы с образованием АСПО при добыче нефти.....	25
1.3.4 Исследование особенностей образования АСПО в нефтяных скважинах .....	28
1.3.5 Исследования термобарических условий в нефтяной скважине.....	29
1.3.6 Исследование работы УЭЦН в условиях образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяной скважине.....	30
1.4 Особенности совместного образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяной скважине.....	31
1.5 Выводы к главе 1 .....	32
<b>ГЛАВА 2 ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ И ГАЗОГИДРАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ.....</b>	<b>34</b>
2.1 Модель прогнозирования глубины начала образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах .....	34
2.1.1 Определение напорной характеристики ЭЦН с учетом вязкости смеси и наличия газа в потоке .....	36
2.1.2 Определение термобарических условий в нефтяной скважине .....	38
2.1.3 Определение глубины начала гидратообразования в нефтяной скважине .....	41
2.1.4 Определение глубины начала образования АСПО в нефтяной скважине .....	43
2.1.5 Влияние режима работы скважинного оборудования на условия образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений .....	44

2.2 Лабораторные исследования термобарических условий гидратообразования в присутствии парафина.....	48
2.2.1 Приготовление модельного раствора нефти .....	49
2.2.2 Подготовка автоклава PSL GAS HYDRATE AUTOCLAVE GHA 350 к эксперименту .....	50
2.2.3 Методика определения термобарических условий образования газогидратов в присутствии парафина.....	50
2.2.4 Результаты эксперимента .....	51
2.3 Исследование времени нуклеации газовых гидратов в присутствии парафина .....	52
2.3.1 Методика определения времени нуклеации газовых гидратов .....	52
2.3.2 Результаты эксперимента .....	53
2.4 Уточнение алгоритма определения глубины начала образования газовых гидратов в присутствии парафина .....	55
2.5 Выводы к главе 2 .....	58
<b>ГЛАВА 3 АНАЛИЗ РЕАГЕНТОВ НА ОСНОВЕ ПАВ ПРИ СОВМЕСТНОМ ОБРАЗОВАНИИ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ И ГАЗОГИДРАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ.....</b>	<b>60</b>
3.1 Экспериментальные исследования влияния ингибиторов на основе ПАВ на процессы гидратообразования и формирования АСПО .....	60
3.2 Описание исследуемых химических реагентов на основе ПАВ .....	61
3.3 Методология лабораторных исследований влияния ингибиторов АСПО на процессы образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений.....	64
3.3.1 Методика приготовления растворов для экспериментов .....	65
3.3.2 Методика определения низкотемпературных свойств модельной нефти на ТПЗ-ЛАБ-22 .....	65
3.3.3 Методика определения температуры насыщения нефти парафином на ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1 .....	67
3.3.4 Методика исследования влияния концентрации растворов ПАВ на межфазное натяжение на границе «вода – модельная нефть».....	68
3.3.5 Методика исследования эффективной концентрации ингибиторов АСПО методом «холодного стержня» .....	70

3.3.6 Методика исследования гидратообразования в присутствии парафина и ингибитора АСПО на основе ПАВ .....	72
3.4 Результаты исследований ингибиторов-модификаторов АСПО диспергирующего действия на процессы гидратообразования и формирования АСПО.....	74
3.5 Выводы к главе 3 .....	85
<b>ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА ИНГИБИТОРНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ФОРМИРОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ И ГАЗОГИДРАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН.....</b>	<b>87</b>
4.1 Подбор параметров работы скважинного оборудования нефтяной скважины, осложненной образованием асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений .....	87
4.2 Технологические расчеты при подборе параметров закачки ингибитора гидратообразования .....	90
4.2.1 Расчет концентрации и дозировки термодинамического ингибитора гидратообразования	90
4.2.2 Выбор концентрации и дозировки ингибитора гидратообразования с учетом эффекта от добавления подобранного ингибитора АСПО .....	93
4.2.3 Расчеты дозировки подобранного ингибитора-модификатора АСПО диспергирующего действия.....	95
4.2.4 Расчет времени подъема продукции в НКТ нефтяной скважины .....	97
4.2.5 Расчет периодического режима закачки ингибитора гидратообразования.....	97
4.3 Оценка межремонтного периода работы нефтяной скважины.....	100
4.4 Расчет экономической эффективности внедрения технологии.....	102
4.5 Выводы к главе 4 .....	106
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>108</b>
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....</b>	<b>110</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>111</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ .....</b>	<b>124</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акт внедрения.....</b>	<b>125</b>

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность темы исследования**

Одной из актуальных проблем нефтедобычи в России является образование отложений на стенках скважинного оборудования. Особую сложность представляет образование газогидратных и асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в нефтяных скважинах, оборудованных установками электроцентробежного насоса (УЭЦН), которое существенно осложняет процесс добычи нефти и эксплуатацию скважинного оборудования.

Исследования, проведенные в последние годы, показывают, что при определенных термобарических условиях и физико-химических факторах возможно одновременное образование АСПО и газогидратов. Это явление наблюдается в нефтяных скважинах с высоким содержанием тяжелых компонентов нефти, высоким газовым фактором и низкими температурами добываемого флюида. Актуальность проблемы возрастает при разработке месторождений в районах распространения многолетнемерзлых пород.

Одним из самых распространенных способов предотвращения формирования данных отложений в нефтяных скважинах является использование ингибиторов формирования АСПО и газогидратов. Однако современные технологии предполагают отдельный подбор ингибиторов без учета совместного образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений.

В связи с этим актуальной задачей является разработка технологии предотвращения формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах с электроцентробежными насосами, основанной на синергетическом эффекте от применяемых химических реагентов, с учетом режимных и термобарических характеристик потока в скважине.

### **Степень разработанности темы исследования**

Вопросами разработки и совершенствования технологических решений проблемы образования АСПО в нефтяных скважинах занимались ученые: Р.А. Абдуллин, А.А. Абрамзон, Ш.С. Гарифуллин, В.Н. Глущенко, М.Ю. Доломатов, Ю.В. Зейгман, Н.Г. Ибрагимов, Я.М. Каган, А.И. Комиссаров, Г.Ю. Коробов, С.Ф. Люшин, Б.А. Мазепа, Р.А. Максутов, И.Т. Мищенко, В.Ф. Нежевенко, Н.Н. Непримеров, В.А. Рагулин, В.А. Рассказов, Ю.В. Ревизский, М.К. Рогачев, З.А. Ростэ, В.А. Сахаров, В.Н. Силин, Б.М. Сучков, А.Г. Телин, В.П. Тронов, З.А. Хабибуллин, Н.И. Хисамутдинов и другие исследователи. Значимый научно-практический вклад в решение проблем борьбы с газогидратными отложениями внесли: З.М. Аман, Е.П. Запорожец, В.А. Истомин, В.Г. Квон, С.А. Кох, Дж. Кэрролл, М.Н. Персиянцев, И.Д. Слоан, Н.А. Шостак, В.С. Якушев и другие исследователи.

Несмотря на широкий спектр научно-исследовательских работ в области борьбы с образованием асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений, вопросы, затрагивающие особенности процессов кристаллизации газовых гидратов и фазовых переходов

тяжелых компонентов нефти при пониженных температурах, а также влияния поверхностно-активных веществ (ПАВ) на эти процессы, остаются до сих пор малоизученными и требуют проведения комплекса теоретических и экспериментальных исследований.

**Объект исследования** – нефтяные скважины на месторождениях высокопарафинистой малосмолистой нефти, эксплуатируемые погружными электроцентробежными насосами в условиях, осложненных образованием асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений.

**Предмет исследования** – фазовые переходы в системе нефть-газ-вода и процессы формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в объекте исследования.

**Цель работы** – предотвращение формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, эксплуатируемых электроцентробежными насосами, на месторождениях высокопарафинистой малосмолистой нефти.

#### **Идея работы**

Поставленная цель достигается использованием комплексного ингибирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в рассматриваемых условиях.

#### **Задачи исследования:**

1. Провести анализ условий и механизмов образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, методов борьбы с ними.
2. Выполнить математическое моделирование процесса образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах.
3. Провести анализ влияния режимных параметров скважинного оборудования (глубина спуска насоса, частота работы погружного электродвигателя (ПЭД), диаметр проходного сечения штуцера, внутренний диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ)) на глубины образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений.
4. Разработать методику лабораторных исследований процессов совместного образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений.
5. Установить влияние содержания парафина в системе нефть-газ-вода на процесс образования газовых гидратов.
6. Установить влияние химических реагентов на основе ПАВ на процессы образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений.
7. Разработать технологию предотвращения формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах с электроцентробежными насосами, основанную на применении подобранных химических реагентов и оптимизации режимов работы скважинного оборудования.

**Научная новизна работы:**

1. На основе выявленной способности парафиновых углеводородов в составе нефти замедлять процесс нуклеации газовых гидратов в системе нефть-газ-вода разработана усовершенствованная математическая модель прогнозирования глубины образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, эксплуатируемых электроцентробежными насосами.

2. Экспериментально установлено, что применение химического реагента, представляющего собой смесь блоксополимера оксидов этилена и пропилена на основе этилендиамина (45 % масс.) и метанола (55 % масс.), при концентрации 0,055 % масс. в водной фазе системы нефть-газ-вода обеспечивает снижение скорости образования газогидратных структур на 7,5 %, а также снижает равновесную температуру гидратообразования на 0,55 °С.

**Соответствие паспорту специальности**

Полученные научные результаты соответствуют паспорту специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений по пунктам:

5. Технологии и технические средства обустройства, добычи, сбора и подготовки скважинной продукции и технологические режимы их эксплуатации, диагностика оборудования и промысловых сооружений, обеспечивающих добычу, сбор, внутрипромысловый транспорт и промысловую подготовку нефти и газа к транспорту, на базе разработки, развития научных основ, ресурсосбережения и комплексного использования пластовой энергии и компонентов осваиваемых минеральных ресурсов с учетом гидрометеорологических, инженерно-геологических и географических особенностей расположения месторождений;

8. Разработки и усовершенствование методов эксплуатации и технической диагностики оборудования, размещенного на объектах промыслового обустройства месторождений и методов защиты их от коррозии и негативных природных факторов; прогнозирования возможных последствий при планировании, строительстве, эксплуатации и ликвидации промысловых объектов; технико-экономическое планирование и управление, расчеты создания и развития добычных территориальных комплексов.

**Теоретическая и практическая значимость работы:**

1. Установлены новые закономерности влияния парафиновых углеводородов (УВ) на кинетику образования газовых гидратов в системе нефть-газ-вода. Экспериментально доказано, что парафиновые УВ в составе нефти проявляют свойства природного кинетического ингибитора гидратообразования.

2. Разработана программа ЭВМ для расчета термобарических условий в нефтескважинах при образовании органических отложений (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024619314), позволяющая

прогнозировать параметры работы нефтяной скважины в условиях образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений.

3. Разработана модель прогнозирования глубины образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, эксплуатируемых электроцентробежными насосами, учитывающая изменение параметров скважинного оборудования (диаметр сечения штуцера, глубина спуска насосного агрегата, частоты работы ПЭД, внутреннего диаметра НКТ).

4. Разработана методология лабораторных исследований по подбору химических реагентов на основе ПАВ с учетом образования в системе нефть-газ-вода асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений.

5. Разработана технология предотвращения формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, основанная на совместном применении ингибитора гидратообразования (метанола) и подобранного ингибитора АСПО на основе ПАВ, с учетом режимных и термобарических характеристик потока, а также синергетического эффекта от применяемых химических реагентов.

6. Материалы и результаты были использованы при формировании и актуализации методических рекомендаций компании ООО «ПМ-ГРУПП» по выбору ингибиторов АСПО, а также при определении параметров работы скважины, осложненной образованием органических отложений (акт внедрения от 13.01.2025, Приложение Б).

#### **Методология и методы исследования**

Диссертационная работа проведена в соответствии со стандартными и разработанными методиками проведения теоретических и экспериментальных исследований (исследования процессов образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в пластовом флюиде; физико-математическое моделирование процессов образования АСПО и газогидратов в различных термобарических условиях, подбор химического реагента на основе ПАВ с учетом образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в системе нефть-газ-вода). Обработка экспериментальных данных проводилась с помощью методов математической статистики.

#### **Положения, выносимые на защиту:**

1. Применение математической модели прогнозирования глубины образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, разработанной с учетом выявленной способности парафиновых углеводородов в составе нефти замедлять процесс нуклеации газовых гидратов в системе нефть-газ-вода, позволяет выбирать оптимальные режимы работы погружного электроцентробежного насоса, что снижает расчетную глубину

образования этих отложений в скважине до 6 % и 25 % соответственно и приводит к увеличению ее межремонтного периода работы до 50 %.

2. Установленная способность химического реагента, представляющего собой смесь блоксополимера оксидов этилена и пропилена на основе этилендиамина (45 % масс.) и метанола (55 % масс.), оказывать ингибирующее действие на гидратообразование в системе нефть-газ-вода, позволила обосновать и разработать ингибиторную технологию предотвращения формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, эксплуатируемых электроцентробежными насосами.

**Степень достоверности результатов исследования** подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями с использованием современного лабораторного оборудования центра компетенций в области техники и технологий освоения месторождений в Арктических условиях Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II (лабораторное оборудование компаний Kruss, Rheotest, ЛОИП, PSL Systemtechnik и др.), сходимостью расчетных величин, воспроизводимостью полученных результатов экспериментов, проведенных по разработанной методологии на специально разработанном оборудовании («холодный стержень»).

**Апробация результатов диссертации** проведена на 10 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 7 международных. За последние 3 года принято участие в 9 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 6 международных: VII Международная молодежная научная конференция «TatarstanUpExPro 2023» (апрель 2023 года, г. Казань); Научная конференция студентов и молодых ученых «Полезные ископаемые России и их освоение» (апрель 2023 года, г. Санкт-Петербург); Всероссийская конференция «Передовые технологии нефтегазовой отрасли» (ноябрь 2023 года, г. Сургут); Международная конференция «Рассохинские чтения» (февраль 2024 года, г. Ухта); XX Всероссийская конференция-конкурс студентов выпускного курса и аспирантов «Актуальные проблемы недропользования» (декабрь 2024 года, г. Санкт-Петербург); 22-я Международная практическая конференция «Механизированная добыча, транспортировка и подготовка нефти-2025» (март 2025 года, г. Москва); XV Международная научно-практическая конференция «К вершинам познания» (апрель 2025 года, г. Ноябрьск); XIV Международная научно-практическая конференция «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса» (апрель 2025 года, г. Нижневартовск); Международная конференция «Трудноизвлекаемые запасы нефти-2025» (сентябрь 2025 года, г. Альметьевск).

**Личный вклад автора** заключается в анализе ранее опубликованных материалов по теме диссертационного исследования; постановке задач исследования; математическом моделировании физико-химических процессов; проведении экспериментальных исследований;

обработке и интерпретации результатов экспериментов; подготовке текста работы; формулировании выводов и основных защищаемых положений работы.

### **Публикации**

Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 5 печатных работах (пункты списка литературы № 2, 13, 14, 44, 95), в том числе в 2 статьях - в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, в 3 статьях - в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получено 1 свидетельство о государственной регистрации программы ЭВМ (пункт списка литературы № 28, Приложение А).

### **Структура работы**

Диссертация состоит из оглавления, введения, 4 глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 143 наименования, и 2 приложений. Диссертация изложена на 126 страницах машинописного текста, содержит 49 рисунков и 14 таблиц.

### **Благодарности**

Автор выражает глубокую благодарность коллективу кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, сотрудникам центра компетенций в области техники и технологий освоения месторождений в Арктических условиях за оказанную помощь и содействие в написании диссертационной работы, а также к.т.н. Буслаеву Георгию Викторовичу за помощь в проведении экспериментальных исследований.

## ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ И ГАЗОГИДРАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

### 1.1 Проблематика образования газовых гидратов при добыче углеводородов

Углеводородные газы при определенных термобарических условиях и при вступлении во взаимодействие с водой способны образовывать газовые гидраты [10, 46, 73, 124]. Газовые гидраты – это твердые кристаллические соединения, которые образуются при определенных термобарических условиях из воды и низкомолекулярных газов и схожи по внешнему виду со льдом. Область их термодинамической стабильности включает как отрицательные, так и положительные по Цельсию температуры. При давлениях в 1-30 МПа, характерных для промысловых систем и устьевого оборудования, гидраты природных газов существуют до положительных температур в 20-25°C, однако температуры их устойчивого состояния находятся ниже 15-20°C [10, 46].

Гидраты относятся к группе соединений, которые называют клатратами или соединениями включения. В таких соединениях молекулы одного вещества находятся внутри структур, которые создают молекулы другого вещества [102].

Исследования с помощью рентгена, проведенные Штакельбергом, Мюллером и Джонсоном, показали, что кристаллогидраты – это соединения с клетками и двумя структурами, у которых есть кубическая симметрия [116]. Первая структура создается газами и парами, а вторая – жидкостями. Газовые гидраты первой структуры появляются из молекул газа, размер которых не больше 5,9 Å (1 ангстрем равен  $10^{-10}$  метра). Структура I меняется на структуру II, когда молекулы газа (они же молекулы гидратообразователя) становятся больше, чем большие пустоты первой структуры [108]. Гидраты первой структуры создают метан и этан. Жидкостные гидраты, структуры II, появляются из газа или жидкости, размер молекул которых от 5,9 до 6,9 Å. Есть также гидраты третьей структуры. Их особенность – большое число полостей и возможность вмещать молекулы размером до 10 Å. [46].

Наиболее распространенными являются гидраты первой и второй структуры, возможные виды структур которых представлены на рисунке 1.1.

Для понимания процесса гидратообразования необходимо выявить физико-химические условия. Для образования гидрата необходимы следующие три обязательных условия:

1. Благоприятные термобарические условия. Образованию гидратов благоприятствует сочетание низкой температуры и высокого давления. При давлениях от 1 до 30 МПа и температуре ниже 15-20°C газогидраты стабильны.

2. Наличие гидратообразующего вещества: метан, этан, двуокись углерода и др. [36].

3. Достаточное количество воды.

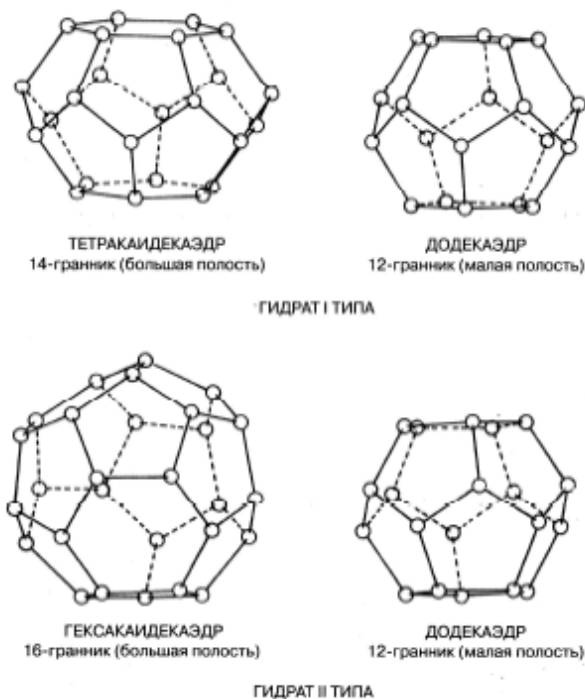


Рисунок 1.1 – Ячейки решетки гидратов I и II типов [46]

Снижение вероятности гидратообразования достигается путем воздействия на один или несколько перечисленных выше факторов [10, 125].

На диаграмме фазового гетерогенного равновесия P-T, рисунок 1.2, представлено, где образуются газогидраты и где газожидкостная смесь может двигаться, не создавая их в системе.

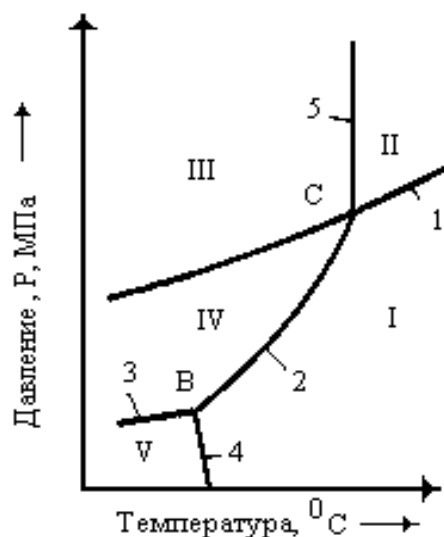


Рисунок 1.2 – Диаграмма фазовых переходов гидратов [10]

На представленной диаграмме фазовых переходов газогидратов линия 1 показывает давление паров вещества, которое образует гидраты и насыщено водяными парами; линия 2 – условия, при которых образуются гидраты в системе «газ – вода». линия 3 – те же условия, но в системах «газ – лед» или «газ – переохлажденная вода»; линия 4 – как смещается температура фазового перехода воды, когда в ней растворяется вещество, образующее гидраты; линия 5 – как

меняется температура, при которой гидраты разрушаются, в зависимости от давления; область I – здесь есть только газ и вода; область II – здесь есть газ в жидком фазовом состоянии и вода; область III – здесь существует газ в жидком фазовом состоянии и гидрат; область IV – здесь совместно находятся газ в жидком фазовом состоянии и гидрат; область V – здесь есть газ в жидком фазовом состоянии и лед [10].

Таким образом, условия, способствующие образованию гидратов при добыче нефти следующие [2]:

- низкая температура в скважине;
- наличие в разрезе зон с пониженной температурой;
- наличие высокого газового фактора;
- выпадение парафина и АСПО;
- остановка скважин;
- низкий дебит при хорошей продуктивной характеристике скважины;
- негерметичность лифтовой колонны.

В настоящее время в нефтегазовой промышленности предлагается совместное использование различных методик определения места и условий гидратообразования в системе «скважина-трубопровод», основанных на измерении непосредственно на промысле различных эксплуатационных показателей (дебита, давления, температуры). Эти методы подразумевают непосредственный анализ данных прямо на месторождении, и дальнейшее изменение каких-либо параметров, для устранения условий гидратообразования. Однако, этот промысловый метод имеет существенный минус. Изменение дебита и давления, которые возможно заметить при помощи промыслового оборудования, происходит уже при образовании гидратной пробки или значительного размера газогидратного отложения. В большинстве случаев эффективней предотвратить образование гидратов в оборудовании, чем бороться с уже образовавшимися отложениями. Существует методика оценки термобарических условий гидратообразования и предотвращения образования гидратных пробок посредством поддержания безгидратного режима добычи и эксплуатации [75, 98].

Таким образом можно выделить три способа определения условий образования газовых гидратов в скважинном и наземном оборудовании:

- определение перепадов давления;
- определение изменения дебита и скорости транспортировки флюида;
- определение условий термобарической устойчивости гидратов и избежание данных условий.

Первые два варианта не рассматриваются в данной работе, так как связаны с наблюдением за параметрами непосредственно на промысле и являются устаревшими методиками, которые

применимы уже в критической ситуации при образовании гидратных пробок. В данной работе будут рассчитываться условия термобарической стабильности газогидратов и поддержание безгидратного режима эксплуатации.

Термобарические особенности, связанные с вечной мерзлотой [3, 49], наличие больших газовых шапок в пластах ставят особенно остро проблему образования газовых кристаллогидратов в стволе скважины и устьевом оборудовании [48].

## **1.2 Проблематика образования АСПО при добыче углеводородов**

АСПО – это тяжелые компоненты добываемой нефти, которые отлагаются на внутренней поверхности оборудования, тем самым затрудняя добычу, транспорт и переработку углеводородов. Компонентный состав АСПО представляет собой: 9-77% парафинов, 5-30% смол, 0,5-70% асфальтенов, связанную нефть до 60%, механические примеси до 10%, воду до 3%, серу до 2% [4].

Состав АСПО меняется в процессе движения потока внутри труб, осложняя транспортировку углеводородов от забоя скважины до системы сбора и подготовки. Глубина начала образования АСПО также изменчива и зависит от режима работы нефтяной скважины. Температурный режим добычи углеводородов играет очень важную роль в процессе отложения АСПО. Так, с понижением температуры и дегазацией нефти, ее растворяющая способность снижается (по отношению к парафинам) [16]. Данные с промысла показывают, что АСПО появляются в НКТ, в трубах системы сбора и в резервуарах для подготовки нефти [4].

Эффективное управление процессом формирования АСПО и их устранение требует комплексного подхода, учитывающего множество параметров. Ключевым фактором успеха является учет специфики нефтедобычи, включая особенности термодинамического режима эксплуатации и физико-химические характеристики добываемых флюидов.

На данный момент выявлены наиболее важные факторы, которые способствуют отложению АСПО [9, 11, 24, 34]:

- активное выделение газа из пластового флюида [18];
- снижение температуры в пределах продуктивного пласта и внутри нефтяной скважины;
- уменьшение давления в призабойной зоне пласта (ПЗП), ведущее к дестабилизации углеводородной системы;
- снижение скорости потока;
- соотношение объемов нефти и воды;
- особенности химического состава углеводородной системы.

Формирование отложений АСПО происходит при соблюдении следующих условий [16]:

- наличие в потоке углеводородов компонентов, склонных к выпадению в осадок в виде асфальтосмолопарафиновых веществ;
- снижение давления ниже давления насыщения;
- снижение температуры потока до температур, при которых происходит кристаллизация парафина из нефти;
- способность частиц АСПО к адгезии с металлической поверхностью скважинного оборудования.

Формирование АСПО происходит в основном двумя путями [16]:

1. Зарождением и ростом парафиновых или смешанных кристаллов на твердой поверхности (данный вариант наиболее распространен, так как термодинамически выгоден для системы),
2. Зарождением и ростом кристаллов в жидкостном потоке с последующим их закреплением на твердой поверхности.

Борьба с АСПО подразделяется на два метода:

1. Ингибирование отложений. Сюда входит применение защитных покрытий; химические методы (модификаторы, смачиватели, диспергаторы, депрессорные присадки); физические методы (ультразвуковые, воздействие магнитных полей, вибрационные).
2. Растворение уже образовавшихся отложений. Применяются тепловые методы (промывка горячей водой, нефтью или паром, индукционные нагреватели), механические (скребки, скребки-центраторы), химические (растворители, ингибиторы, депрессоры и т.д.).

На протяжении последних четырех десятилетий ученые активно исследуют влияние ингибирующих составов на формирование АСПО в ПЗП и скважинном оборудовании. [4, 8, 11]. Несмотря на значительные достижения в этой области, проблема сохраняет свою остроту. Современная актуальность обусловлена появлением новых месторождений со сложными характеристиками: сниженные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов; повышенное содержание парафиновых УВ в пластовой нефти; высокие значения температуры насыщения нефти парафином.

Экспериментальные исследования состава АСПО показали существенную зависимость их осадкообразующих свойств от химического состава добываемых УВ [8]. Увеличение содержания смол и асфальтенов в структуре отложений сопровождается снижением количества парафиновых компонентов. [4].

Смолистые компоненты АСПО характеризуются нейтральным химическим поведением. Их молекулярная масса составляет 1200, а удельный вес варьируется в пределах 990–1080 кг/м<sup>3</sup>. Молекулярная структура смол представляет собой плоскую систему конденсированных поликарбоциклических образований с преобладанием бензольных структур. При термическом

воздействии в диапазоне 260–350 °С происходит трансформация смол в асфальтеновые соединения.

Асфальтеновые вещества представляют собой сложные полициклические структуры ароматического характера, дополненные короткими алифатическими цепочками. Внешне они напоминают бурые аморфные образования. Их плотность незначительно превышает единицу [7, 33, 34].

Элементный состав асфальтенов включает:

- углерод – 80–86%;
- водород – 7–9%;
- азот – до 1,5%;
- серу и кислород – до 9%.

При нагревании до 300 - 400 °С происходит термическое разложение асфальтенов с образованием углеродных отложений и газообразных продуктов. Молекулярная масса этих соединений колеблется в пределах 2000–4000 [4, 8].

В процессе кристаллизации парафиновых соединений из нефти ключевую роль играют следующие параметры [4]:

- химический состав флюида: массовая доля парафиновых УВ ( $C_{п}$ ), процентное содержание смол ( $C_{с}$ ) и асфальтенов ( $C_{а}$ ).
- температурный режим: температура плавления парафиновых УВ ( $T_{пл}$ ), температура насыщения нефти парафином ( $T_{нп}$ ).
- газовые параметры: объемное содержание газа в нефти ( $\Gamma_{н}$ ), давление, при котором происходит насыщение нефти газом ( $P_{нас}$ ).
- гидродинамические факторы: скорость и структура потока, уровень обводненности сырья.
- температурный градиент на границе контакта УВ с оборудованием ( $\Delta T$ );
- давление в рассматриваемой системе ( $P$ );
- концентрация твердых механических включений.
- свойства поверхности скважинного оборудования: характеристики используемого материала (липофильность или липофобность, степень шероховатости поверхности).

Значение температуры насыщения нефти парафином рассчитывается по формулам 1.1 и 1.2 [31]:

$$T_{нп} = t_0 + 0,2 P - 0,1 \Gamma_{н} \quad (1.1)$$

$$t_0 = 11,398 + 34,084 \lg C_{п} \quad (1.2)$$

где  $t_0$  - температура насыщения нефти парафином в поверхностных условиях, °С;

$P$  - давление, МПа;

$\Gamma_n$  - газовый фактор нефти, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$C_n$  - концентрация парафина в нефти, масс. %.

### 1.3 Общемировые научные достижения по методам борьбы с асфальтосмолопарафиновыми и газогидратными отложениями

#### 1.3.1 Методы борьбы с отложениями газовых гидратов

Все существующие методы борьбы с гидратами можно разделить на две основные категории [26]:

- ликвидационные методы – направлены на устранение уже сформировавшихся газогидратных образований;
- профилактические методы – предотвращают формирование газогидратных отложений и пробок.

С точки зрения поддержания стабильного технологического процесса, предупреждение гидратообразования является более выгодным решением [32]. Формирование гидратной пробки приводит к полной остановке движения флюида, что влечет за собой существенные экономические потери для производства [2].

На сегодняшний день одним из наиболее эффективных решений является применение ингибиторов гидратообразования [10]. Классификация методов борьбы с газовыми гидратами представлена на рисунке 1.3.

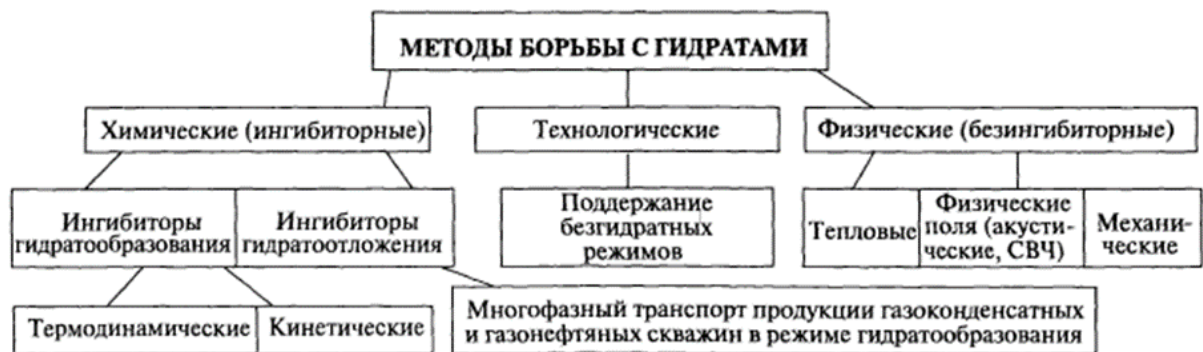


Рисунок 1.3 – Методы борьбы с гидратообразованием в промышленных системах [10]

В настоящее время, для более точного и конкретного анализа ингибиторов гидратов их разделяют на три крупных класса [10, 102]:

1. Термодинамические ингибиторы, которые меняют, растворяясь в воде, ее активность в водном растворе, смещая трехфазное равновесие «газ - водная фаза - газовые гидраты» в сторону более низких температур. Термобарическими ингибиторами являются алифатические спирты (метанол), гликоли и водные растворы неорганических солей [74, 118].

2. Кинетические ингибиторы гидратообразования предотвращают процесс нуклеации гидратов, тем самым, замедляя рост центров кристаллизации. Это водорастворимые полимерные

соединения, как, например, СОНГИД-1801А [2]. Полимерная молекула окружает микрочастицу гидрата, предотвращая его дальнейший рост.

3. Реагенты, замедляющие агломерацию кристаллогидратов за счет частичной блокировки жидкой водной фазы. Они ограничивают прямой контакт «газ-вода», обеспечивая многофазный транспорт продукции скважин в режиме гидратообразования. Эти вещества называют антиагломераторами (АА). Подробное изучение АА представлено в статье [45]. Они представляют из себя поверхностно-активные низкомолекулярные соединения, которые при определенных условиях могут как препятствовать, так и способствовать образованию газогидратных отложений [80].

Последние два класса характеризуются низкими удельными нормами расхода по сравнению с термодинамическими ингибиторами гидратообразования. В Российской Федерации в настоящее время преобладающими ингибиторами гидратообразования являются термодинамические ингибиторы на основе метанола [2]. На рисунке 1.4 представлены 3 класса ингибиторов с их типичными представителями.

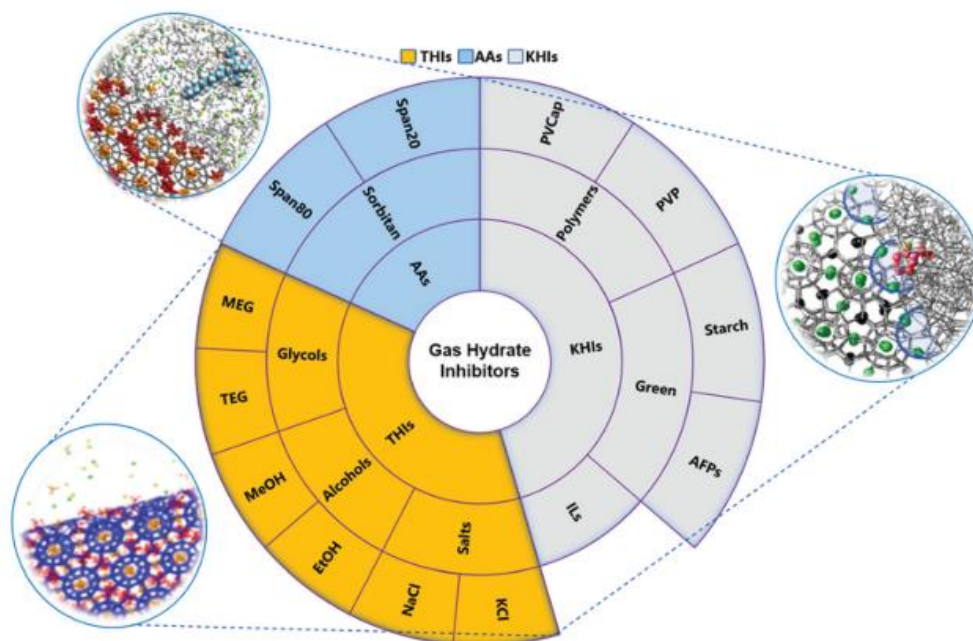


Рисунок 1.4 – Схематическое изображение классов ингибиторов гидратообразования [74]

В научной работе [76] рассматривается применение в качестве термодинамического ингибитора гидратообразования пропиленгликоля. В стандартной промышленной практике широко применяется моноэтиленгликоль (МЭГ) для ингибирования оборудования.

При разработке нефтегазоконденсатных месторождений с высокопарафинистой малосмолистой нефтью предлагается применение комплексных химических реагентов по борьбе с асфальтосмолопарафиновыми и газогидратными отложениями. Предупредить образование данных отложений возможно постоянной или периодической подачей ингибитора в необходимую зону. Для предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых и

газогидратных отложений в скважинном оборудовании рекомендуются следующие химические реагенты: СНПХ-7920(М), СНПХ-7912(М), СНПХ-ИПГ-11М, Х-TOL, ХТ-48-W; композиционные составы ИП-1,2,3 с деэмульгирующими свойствами; ингибиторы комплексного действия СНПХ-7941, которые снижают температуру начала гидратообразования на 10 °С и увеличивают межочистной период в 2-4 раза.

Отдельно рассмотрим плюсы и минусы ингибиторов на основе метанола. К плюсам относятся [10]:

- относительная низкая стоимость, что является главным преимуществом метанола над другими ингибиторами;
- высокая технологичность процесса ввода и распределения метанола в требуемые участки;
- высокая антигидратная активность при низких температурах;
- некоррозионность чистого раствора метанола.

Однако у ингибиторов на основе метанола есть основные недостатки [10]:

- высокая токсичность и пожароопасность;
- большая летучесть;
- солеобразование при смешивании с сильноминерализованной пластовой водой;
- высокая коррозионная активность в соединении с некоторыми газами.

Таким образом, можно сформулировать основные требования к альтернативным, новым ингибиторам гидратообразования, которые смогли бы заменить метанол:

- высокая надежность процесса предупреждения гидратообразования в промышленных условиях и возможность его автоматизации;
- малая токсичность (в идеале полная неядовитость) реагентов;
- сочетаемость с традиционными термодинамическими ингибиторами (с целью либо усилить эффективность применения нового ингибитора, либо, в случае необходимости перейти на традиционный ингибитор обратно);
- существенное уменьшение удельного расхода ингибитора и эксплуатационных затрат;
- отсутствие необходимости регенерации отработанного ингибитора (или же технологичность системы регенерации в случае необходимости);
- возможность закачки в пласт (либо реализации иных способов утилизации) отработанных растворов низкой концентрации с учетом биоразлагаемости промышленных стоков.

Именно эти весьма жесткие требования являются основными при поиске новых (кинетических) ингибиторов гидратообразования [10, 43, 46, 74, 125].

Авторами научной статьи [109] рассматривается комбинированное применение кинетического и термодинамического ингибитора гидратообразования. Синергетической эффект двух ингибиторов достигается за счет трех основных процессов: адсорбции газа, которая доминирует при ингибировании; деструкции водной структуры; стерический эффект деструкции. Синергетический эффект применения ингибиторов гидратообразования с другими ингибиторами, например, коррозии, рассматривается исследователями в работе [37].

В центре научной статьи [136] находится изучение кинетики ингибирования гидратообразования антиагломераторами. Тип ПАВ, применяемого как АА, влияет на кинетику гидратообразования. Неионогенные ПАВ обладают более высоким ингибированием чем анионные и катионные ПАВ. Эффективность работы АА характеризуется степенью дисперсности потока с гидратными образованиями. Мелкодисперсная пыль является наилучшей схемой транспортировки газогидратных отложений в потоке [134]. Поведение АА также изучалось в работе [110]. Авторами статьи проводились исследования в сфере моделирования молекулярной динамики между молекулами ПАВ, воды и гидратообразователями. Было выяснено, когда длина хвоста ПАВ сопоставима с размерами молекул углеводородного газа, на гидрате образуется защитная пленка АА, которая препятствует слипанию молекул.

Некоторые исследователи также представляют свои интересные наработки, отличные от использования химических реагентов в области борьбы с газогидратными отложениями [137]. Применение специальной омнифобной обработки внутренней поверхности труб, описанное в работе [72], приводило к уменьшению отложений на стенках и размеров слипшихся гидратных агломератов в потоке. В статье [101] выдвигается идея использования колтубинга для удаления гидратных и парафиновых пробок из подводных трубопроводов. Высокую эффективность показывают нагревательного устройства при разрушении гидратопарафиновых пробок в газлифтных и фонтанных подъемниках [101].

### **1.3.2 Исследования особенностей образования газовых гидратов в нефтяных скважинах**

Основная причина образования отложений гидратов в нефтяных скважинах – это наличие вокруг ствола скважин многолетнемерзлых пород. Нефтяными скважинами, наиболее склонными к образованию гидратов, являются газлифтные скважины, так как в газожидкостном потоке содержится большое количество гидратообразователей. Интервал отложения гидратных пробок преимущественно совпадает с зоной залегания в разрезе многолетнемерзлых пород [6]. Основными факторами, способствующими образованию гидратов, являются давление и температура: чем выше давление и чем ниже температура, тем больше создается условий для образования гидратов [26].

Нефтяная скважина может длительное время работать в гидратном режиме вследствие того, что нефть снижает адгезию гидратов к трубам и способствует их выносу газожидкостным потоком. Однако при изменении режима работы скважины, особенно при ее остановках, вероятность образования гидратных пробок возрастает. Особенно ярко это проявляется в скважинах с многолетнемерзлыми породами в их разрезе [25].

Далее будут представлены исследования отложения газовых гидратов в нефтяных скважинах, проводимые учеными со всего мира. В работе [138] изучается влияние режима потока и его дисперсности на образование газовых гидратов в системе. Для этого в лабораторных условиях проводился эксперимент с помощью специальной замкнутой петли высокого давления, благодаря которой менялся режим потока, обводненность и давление. Установлено, что в частично дисперсной системе образование гидратов происходит раньше, чем в полностью дисперсной среде. Данные исследования позволяют установить влияние работы электроцентробежного насоса (ЭЦН) на гидратообразование.

Также в исследованиях [139] установлено, что теплопередача зависит от режима течения потока. Так при пузырьковом течении коэффициент теплоотдачи прямо зависит от объемной доли газа, а для снарядного режима течения ситуация обратная, коэффициент теплоотдачи сильно колеблется, но постепенно уменьшается с увеличением содержания газа. Для кольцевого течения коэффициент резко уменьшается с увеличением объемной доли газа в потоке.

В работах [43, 74, 125] исследуются общие явления и особенности кинетики и термодинамики образования газогидратных отложений. В литературном обзоре [74] обобщены основные свойства газовых гидратов, перспективы их промышленного применения, использования особенностей их взаимодействия с другими химическими элементами. Особое внимание авторами работы [43] уделяется влиянию молекулярных сил и гостевых молекул ПАВ и других веществ на силу агломерации газовых гидратов. В данной работе представлена принципиальная схема образования молекул гидратов, используя молекулярное моделирование, лабораторные исследования рентгеновской и нейтронной дифракции. Схема образования зародыша газового гидрата представлена на рисунке 1.5.

В результате лабораторных исследований на замкнутой петле с преобладанием газа авторами статьи [82] были изучены некоторые особенности влияния скорости и режима потока на отложения газовых гидратов. Так, при снижении скорости газа скорость роста газогидратных отложений уменьшалась в 6 раз. Это объясняется тем, что скорость роста гидрата при вовлечении в поток частичек воды в 40 раз более чувствительна к скорости газа, чем температуре стенки. Также было отмечено, что при колебательном переохлаждении стенки до низких температур удается удалить скопившиеся отложения гидратов.

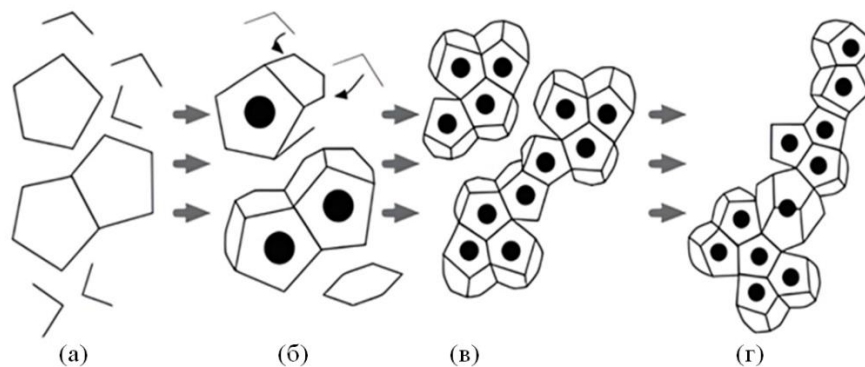


Рисунок 1.5 – Схема образования зародыша газового гидрата [43]: (а) начальное состояние (термобарические условия подходят для образования газогидрата, но молекула газа не растворена в воде; (б) нестабильные кластеры (растворение газа в воде и образование начальных газогидратных кластеров); (в) агломерация (нестабильные кластеры соединяются друг с другом); (г) нуклеация газогидратов (образование кристаллов гидрата из достигших критической массы агломератов)

Авторами исследования [67] рассматривался процесс образования газовых гидратов метана в статическом состоянии. Для этого использовалась камера высокого давления, автоклав, и замедленная видеосъемка для фиксирования начального момента образования зародыша гидрата. Было проведено несколько циклов нагрева и охлаждения смеси при разных давлениях. При меньших давлениях преобладает процесс агломерации гидратов на стенках оборудования, а при больших давлениях к этому процессу добавляется зародышеобразование по всему объему смеси. Авторами научной работы [40] представлена термодинамическая модель определения условий гидратообразования в системах, содержащих кислые газы-гидратообразователи, воду, спирты-ингибиторы и растворы электролитов. Модель базируется на уравнении состояния электролита Cubic-Plus-Association (e-CPA EoS) и модели гидратообразования Пэрриша-Праусница, которые учитывают водородные связи между молекулами, сольватацию, ионные взаимодействия.

В работе [111] изучается влияние таких факторов как разрушение, коалесценция, деформация пузырьков газа, их столкновение с вихрями потока смеси и между собой. Экспериментально была изучена модель массопереноса с учетом представленных выше параметров. Было установлено, что наибольший эффект на гидратообразование оказывает деформация пузырьков газа, увеличивая площадь поверхности раздела фаз, тем самым, улучшая массоперенос и усиливая процесс гидратообразования. В научной статье [78] предлагается наглядная модель определения области образования гидрата метана. Для этого сравнивается поле температуры и давления в дренажной линии с кривой фазового равновесия газогидратов. Также учитывается созданный насосом пузырьковый режим течения. Модель устанавливает, что при повышении давления нагнетания насосом усиливается и гидратообразование. Однако, при

уменьшении нагнетания насосом и уменьшения дебита воды с газом также усиливается гидратообразование. Это происходит из-за снижения температуры вследствие повышения теплопередачи от воды в окружающую среду. В работе [115] исследователи изучают похожую ситуацию. В работе для предотвращения образования газогидратных отложений в дренаже предлагается использовать совместный эффект от работы УЭЦН и электрического индукционного нагревателя. Результаты моделирования указывают на эффективность применения данного способа даже без использования ингибиторов.

Авторами работы [102] изучается молекулярная составляющая образования газовых гидратов. В ходе лабораторных экспериментов с применением дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК) удалось изучить структурные превращения воды с метаном [39]. Наблюдается особенность, при которой упорядоченность молекул метана между молекулами растворителя-воды происходит только при образовании гидрата. Этот факт и свидетельствует о точке начала нуклеации газовых гидратов. Подобная молекулярная составляющая образования газовых гидратов также рассматривается в статье [124]. Авторами был сделан вывод, что в начале образования газогидратных отложений молекулы гидрата обладают аморфной структурой, а уже затем приобретают кристаллографическую структуру. В научной статье [122] представлено подробное изучение модели образования гидратных зародышей в углеводородном потоке при его транспорте. Ржавые поверхности нефтепромыслового оборудования обладают высоким потенциалом, адсорбируя на своей поверхности молекулы воды, которые способствуют образованию газовых гидратов [117]. Авторами работы также изучается образование зародышей в объеме газожидкостной смеси (ГЖС). Для этого проводится изучение молекулярных взаимодействий внутри потока, энтальпии и энтропии процесса гидратообразования, которые свидетельствуют об очень быстром и локальном повышении температуры в точке образования зародыша. В другой своей работе автор статьи [140] предлагает остаточную термодинамическую модель гидратообразования, которая не ограничивается двумя основными параметрами, а учитывает такие фундаментальные понятия, как энтальпия и энтропия.

В исследовательской работе [113] приводится обобщенная информация о влиянии твердых замкнутых пространств, нефтепромысловых труб и оборудования на образование газовых гидратов. В данной среде существенную роль играет тетраэдрическая упорядоченность воды, адсорбированной на твердой поверхности, и площадь контакта фаз системы газ-вода. Похожие исследования представлены в работе [73], где рассматривается осаждение гидратов в замкнутой среде из фазы насыщенного флюида. Начальные газогидратные отложения представляют из себя пористую структуру, которая при дальнейшем накоплении теряет свою высокую пористость. В научном исследовании [81] предлагается новая модель отложения и агломерации газогидратных отложений, основанная на балансе сил между частицами. Для

моделирования процесса применялся симулятор многофазного потока. Предполагается, что отложение гидратов происходит при неспособности потока взвесить в себе частицы гидратов и расслоить существующие отложения. При увеличении скорости потока отложения в основном образуются из-за агломерации новых зародышей из потока, тогда как при низких скоростях доминирует процесс расслоения и повторного накопления.

В литературном обзоре [125] автором статьи указывается на недостаточную изученность поведения моделей гидратообразования при очень высоких давлениях, при смешении гидратов с тяжелыми компонентами нефти. Также остается открытым вопрос по совершенствованию технологии регенерации ингибиторов гидратообразования. Особо острой является проблема в изучении кинетики гидратообразования. Сложность заключается в том, что гидраты – это твердая фаза, которой свойственна медленная кинетическая модель твердого вещества. К тому гидраты образуются на границе жидкости и газа, что вносит свои коррективы в модель их поведения [43]. В исследовательской работе [69] при проведении моделирования авторы статьи столкнулись с трудностями вычисления условий гидратообразования в клапанах, коленчатых системах и других специальных узлов труб. В работе [98] исследователем отмечается несколько проблем и тенденций развития модели образования газовых гидратов. Во-первых, изученность гидратов I и II типа находится на совершенно другом уровне по сравнению с гидратом третьего типа, необходимо смещать фокус исследований на изучение третьего типа гидратов. Во-вторых, в промышленности часто встречаются гидраты с включениями кислых газов  $H_2S$  и  $CO_2$ .

Исследование [84] разбирает усовершенствованную тепловую модель гидратообразования. Процесс образования молекул гидратов является экзотермическим, что может подогревать стенку трубы при образовании самих отложений. Однако уже при росте толщины слоя гидратов колебания температуры замедляются, так как сами отложения плохо проводят тепло [65]. Результаты расчетов хорошо согласуются с экспериментальными данными, отклонения не превышают 6 %. В исследованиях [36, 107] рассматривается влияние распределения фаз в потоке на процесс гидратообразования. Создаются три участка течения потока в горизонтальном трубопроводе: смесь жидкости и газа в твердом гидратном состоянии, где откладывается наибольшее количество газогидратных отложений; смесь жидкости и газа в негидратном состоянии, где отложения не такие серьезные; водонасыщенный газом поток, где отложения практически не наблюдаются. В статьях [69, 106] исследуется теория образования газогидратных отложений в НКТ нефтяных скважин. Для построения общей модели поведения газовых гидратов в НКТ используется синергия многофазного потока и условия образования и отложения газогидратов [93]. Основной вклад в отложения гидратов делает жидкая пленка воды, задерживающаяся на стенках НКТ. Также повышение обводненности продукции способствует образованию гидратов уже из точек зародышеобразования в самом потоке, увеличивая риск

полной блокировки НКТ гидратами. Это позволило в работе [69] предложить новую концепцию Hydrate Blockage Free Window (HBFW). Благодаря ней можно оптимизировать подачу ингибитора, снизив его расход. В исследовательской работе [64] были проведены эксперименты, посвященные особенностям гидратообразования при различном содержании воды в потоке:

- при высокой обводненности зародышеобразование гидратов происходит на разделе фаз газ-вода, время агломерации газогидратов значительно уменьшается;

- при средней обводненности зародышеобразование гидратов происходит на разделе фаз нефть-вода, газогидратных отложений образуется меньше, также снижается и скорость гидратообразования;

- в системах с низкой обводненностью плотность и толщина отложений газогидратов снижается.

Как отмечалось ранее, ингибирование потока является высокоэффективным и технологичным методом борьбы с образованием газогидратных отложений. Основными ингибиторами, применяемыми на практике, являются ингибиторы термодинамического действия (спирты и гликоли). Набирают обороты исследования в области кинетических ингибиторов гидратообразования, которые замедляют процесс нуклеации гидратов [112]. В исследованиях [50] отмечается способность самой нефти ингибировать поток, так как при отсутствии нефтепродуктов температура гидратообразования увеличивалась. Необходимо рассматривать различные стратегии ингибирования в зависимости от обводненности и состава нефти.

### **1.3.3 Методы борьбы с образованием АСПО при добыче нефти**

Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями осуществляется с учетом индивидуальных характеристик месторождения и реализуется в двух ключевых направлениях: предотвращение образования АСПО и удаление отложившихся агломератов [12, 41, 120].

По механизму воздействия все методы борьбы с образованием АСПО можно разделить на шесть основных групп [8]:

- химические методы;
- тепловые методы;
- физические поля;
- механические методы;
- микробиологические методы;
- защитные покрытия на поверхности оборудования.

Химические методы являются одними из наиболее эффективных способов защиты скважинного оборудования [17, 90, 121].

Химические реагенты подразделяются на две основные группы:

- растворители АСПО – предназначены для удаления существующих АСПО;
- ингибиторы АСПО – применяются для предотвращения образования данных отложений.

Ингибиторы классифицируются следующим образом [57, 91]:

- смачивающие ингибиторы – образуют на металлических поверхностях оборудования гидрофильную пленку, которая препятствует закреплению АСПО на данных поверхностях;
- модифицирующие ингибиторы – воздействуют непосредственно на молекулы парафина, внедряясь в их структуру и препятствуя соединению мелких частиц АСПО в крупные агломераты;
- депрессаторы – действуют схожим образом, что и модификаторы, адсорбируясь на молекулах парафина, ограничивая их возможную агломерацию и накопление на поверхности оборудования [126];
- диспергаторы – затрудняют агрегацию и накопление кристаллов парафина в крупные образования, создавая адсорбционный слой на поверхности небольших агломератов АСПО [120, 132].

Смачивающие ингибиторы чаще всего производятся на основе водорастворимых ПАВ (анионных, неионогенных, катионных). Механизм их действия основан на способности к адсорбции на металлических поверхностях скважинного оборудования с формированием устойчивой гидрофильной пленки на металлических поверхностях. Так как по своей природе АСПО – это гидрофобные вещества, они не могут закрепляться на поверхности оборудования, защищенной смачивающим ингибитором [90, 99]. Преимущества данной группы ингибиторов:

- многофункциональность действия;
- низкая температура застывания химических составов, что обеспечивает удобную логистику и хранение химических реагентов;
- экономическая доступность химических реагентов.

Основным ограничением применения является их неэффективность для защиты скважин с высокопарафинистой нефтью с низкой обводненностью, так как механизм их действия основан на их липофобности и растворении в водной среде [126]. Состав смачивающих ингибиторов кроме ПАВ включает также различные присадки: полярные неэлектролиты, гидрофилизующие присадки [132].

Механизм воздействия диспергаторов на АСПО заключается в создании, путем адсорбции компонентов диспергаторов, на поверхности мелких агломератов АСПО тонкой пленки [66]. Данная пленка препятствует их дальнейшему слиянию в крупные образования, которые могли бы осесть на поверхности оборудования [57, 96]. Происходит вынос небольших образований самим потоком добываемого флюида. Диспергирующие свойства таких компонентов достигаются

за счет наличия в их составе аминов, алкилортофосфатов, алкилсульфонатов, жирных кислот и их солей, фенолов.

Самые главные преимущества диспергаторов:

- предотвращение образования донных осадков в нефтехранилища и сепараторах;
- эффективная работа в условиях работы УЭЦН.

Недостатки:

- необходимость точного позиционирования точки ввода;
- зависимость дозировки от содержания парафиновых углеводородов.

Ингибиторы-модификаторы чаще всего представлены высокомолекулярными полимерными соединениями на основе следующих химических веществ: сополимеры этилена с винилацетатом, полиакрилаты, полиметилметакрилаты, полиэтилен, полиизобутилен [100].

Ингибирующие свойства модификаторов основаны на нескольких механизмах их действия:

- модификатор кристаллизуется в потоке при температуре выше, чем температура насыщения нефти парафиновыми частицами, тем самым образуя дополнительные центры кристаллизации в флюиде;
- модификатор кристаллизуется при температуре равной температуре насыщения нефти парафиновыми частицами, тем самым включается в мелкие агломераты АСПО;
- модификатор кристаллизуется при температуре ниже, чем температура насыщения нефти парафиновыми частицами, тем самым адсорбируя на своей поверхности мелкие зародыши кристаллов АСПО.

В дополнение к этому ингибиторы-модификаторы изменяют исходную игольчатую форму парафиновых молекул на круглую, тем самым препятствуя их дальнейшей когезии в более крупные образования. Далее происходит вынос мелкодисперсной среды потоком добываемого флюида, в чем механизм действия модификаторов схож с диспергаторами [133]. Основным недостатком ингибиторов-модификаторов АСПО заключается в их высокой температуре застывания, что создает ограничения при их транспортировке и хранении на промысле.

Таким образом, химические методы предотвращения образования АСПО являются наиболее эффективным методом борьбы с осложнением в практических условиях [41, 90, 96, 121, 127].

В дополнении к ингибиторам исследователями разрабатываются иные методы борьбы с образованием высокомолекулярных органических отложений нефти [130]. В статье [77] представлена технология магнитно-реагентной обработки водонефтяных систем с целью предотвращения выпадения АСПО.

### 1.3.4 Исследование особенностей образования АСПО в нефтяных скважинах

Образование АСПО в скважине является более изученной и часто встречаемой проблемой, над которой борются умы со всего мира. Многие решения были изучены и оптимизированы еще в прошлом столетии при разработке месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, где данное осложнение встречалось очень часто. Основные особенности образования и характеристики АСПО представлены в следующих источниках [4, 22, 23]. Авторами статьи [127] проводится анализ работы скважины, осложненной образованием АСПО. Целью данной работы был выбор оптимальных условий эксплуатации скважины и ингибитора для снижения выпадения парафинов при добыче нефти. Основные результаты работы:

1. При увеличении рабочего давления повышается температура насыщения нефти парафином.
2. С увеличением давления в системе замедляется скорость зарождения и кристаллизации парафиновых УВ.
3. Добавление в поток разработанного ингибитора приводит к увеличению разности свободных энергий при сохранении скорости кристаллизации, что приводит к общему снижению температуры насыщения нефти парафином.
4. При увеличении скорости потока также увеличивается скорость охлаждения и скорость падения давления и увеличивается скорость кристаллизации парафинов.

Исследования в научной статье [42] посвящены анализу поведения высокопарафинистой нефти при ее добыче с помощью УЭЦН. Авторами работы были выделены следующие результаты:

1. Проведен анализ способов построения термограмм скважины из источников [23, 29].
2. При увеличении депрессии на пласт и увеличении давления в ЭЦН происходила дегазация нефти, из нее выделялись легкие фракции, выпадали парафины.
3. Увеличение частоты, производительности насоса, количества ступеней установки, а также уменьшение внутреннего диаметра НКТ положительно влияет на начальную глубину парафинообразования.

В работах [12, 16, 94] представлены исследования интенсивности выпадения АСПО в зависимости от содержания в нефти смолистых компонентов, обводненности продукции и характера работы скважинного оборудования. Смолистые компоненты по своей природе являются естественными депрессаторами, которые понижают температуру насыщения нефти парафином. Повышение содержания воды в продукции приводит к большему окислению высокомолекулярных компонентов нефти, усиливая выпадение нежелательного парафина. В центре внимания работы [121] находится комплексная технология предупреждения образования

АСПО при добыче высоковязкой нефти из многопластовых залежей. Благодаря регулированию параметров работы УЭЦН достигается общее улучшение реологических свойств поднимаемого флюида.

Наиболее частым способом борьбы с АСПО в скважинах является применение различных химических реагентов, которые обладают различными свойствами, препятствующими отложению органики на твердых поверхностях [7, 19, 33]. В работах [92, 96] представлены разработки новых ингибиторов образования АСПО комбинированного действия. В диссертационной работе [16] также была представлена технология обработки призабойной зоны скважины полимерным ингибитором АСПО с депрессорным типом действия. Использование ингибитора позволило снизить температуру насыщения нефти парафином, что исключило формирование АСПО в ПЗП и скважинном оборудовании.

### 1.3.5 Исследования термобарических условий в нефтяной скважине

Как отмечалось ранее, наиболее эффективный метод борьбы с асфальтосмолопарафиновыми и газогидратными отложениями – это недопущение образования условий, при которых они начинают осаждаться на скважинном оборудовании. Основными из таких условий, являются температура и давление потока в скважине [40], газосодержание нефти.

В работе [97] авторами рассматривается методика определения температуры потока по стволу нефтяной скважины. Полученная термограмма скважины, представленная на рисунке 1.6, используется в работах [16, 94] для построения модели, позволяющей точно оценить глубину начала образования АСПО. Также были представлены номограммы, позволяющие определить температуру застывания парафина в потоке в зависимости от дебита скважины, обводненности, содержания смол и асфальтенов в добываемом флюиде.

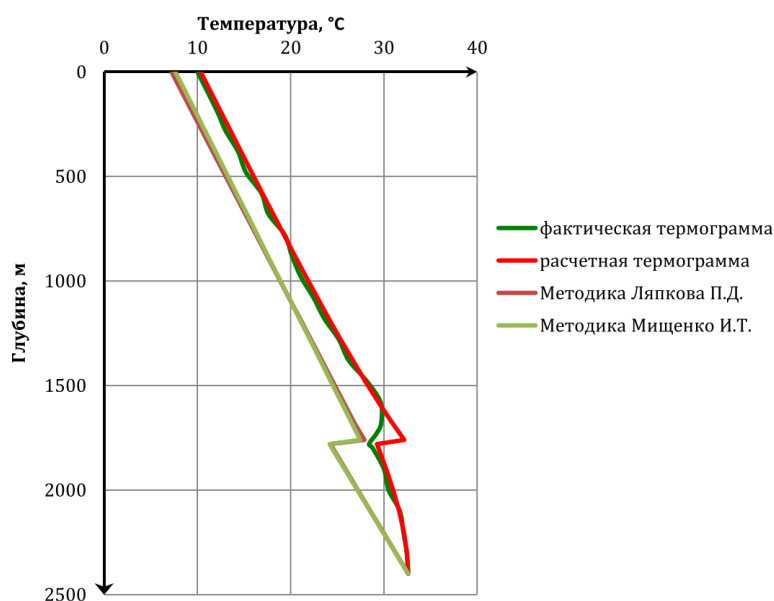


Рисунок 1.6 – Термограмма исследуемой нефтяной скважины [16]

В работе [12] благодаря полученным термограммам авторами исследуется комплексное влияние высокомолекулярных компонентов в нефти и обводненности на условия выпадения АСПО. Показаны результаты исследования интенсивности выпадения АСПО на холодном стержне в зависимости от содержания в нефти смолистых компонентов. Обводненность продукции оказывает негативный эффект, окисляя высокомолекулярные компоненты нефти и усиливая выпадение нежелательного осадка.

### **1.3.6 Исследование работы УЭЦН в условиях образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяной скважине**

Другой частью данного исследования является анализ характеристик работы УЭЦН в условиях образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений [58, 71]. Свободный газ [47, 87], высокая вязкость [128], скачки давления [114] негативно влияют на условия работы УЭЦН [142], при этом сам насос может оказывать влияние на условия образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений, подогревая поток, изменяя режим его течения [13, 68]. В исследованиях [79, 104] представлен анализ теплообмена работающего УЭЦН с проходящим через него и окружающим его потоком. В статье [104] рассматривается повышение температуры, создаваемой при работе двигателя, что снижает количество отложений газового гидрата. Температуру установки можно повышать с помощью увеличения частоты ее работы. В ходе исследований было выяснено, что при частоте выше 40 Гц, температура потока внутри скважины увеличивается на 0,65-1,75 °С, что положительно сказывается на условиях отложения газовых гидратов в скважине. Данные наблюдения будут использоваться в нынешних исследованиях.

В работах [38, 105] авторами также проводится анализ работы УЭЦН в условиях двухфазного потока, который ухудшает общую производительность насоса по сравнению с однофазными потоками [141]. В статьях основное внимание уделяется нахождению критических значений газосодержания на входе, при которых происходит отключение насоса и срыв подачи [63, 143]. Для улучшения работы УЭЦН в условиях большого газосодержания в статье [135] предлагается введение в поток ПАВ. В результате исследований было выяснено, что присутствие ПАВ значительно улучшает давление нагнетания насоса. Также удалось увеличить значение критического газового фактора, при котором давление нагнетания и расход жидкости оставались стабильными. Авторами статьи делается вывод, что улучшение характеристик УЭЦН происходит за счет снижения поверхностного натяжения, что приводит к образованию легкой ГЖС.

Некоторыми авторами, работы которых будут представлены далее, были произведены непосредственные исследования по оптимизации работы УЭЦН в условиях образования

асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений. В статье [53] представлен новый метод эксплуатации скважины с использованием струйного насоса, приводом которого является часть электроцентробежного насоса. Авторами работы [123] также ставится задача решения проблемы удаления газа, скапливающегося в затрубном пространстве нефтяной скважины. Избыточное количество газа в затрубном пространстве способствует образованию гидратных пробок, снижению динамического уровня в скважине из-за повышения затрубного давления, что может привести к срыву подачи и поломке УЭЦН [61]. Для борьбы с лишним газом авторами работы предлагается использовать струйный аппарат в скважине.

#### **1.4 Особенности совместного образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяной скважине**

Многочисленные исследования были направлены на изучение механизмов образования газовых гидратов и АСПО, а также на разработку ингибиторов их образования [78]. Однако остаются пробелы в понимании их совместного поведения в условиях, приближенных к промысловым, особенно в присутствии парафиновых углеводородов и других природных ингибиторов [89]. Эти пробелы затрудняют разработку комплексных стратегий управления добычными процессами в условиях образования данных отложений [35, 119].

Настоящее исследование основывается на работах, посвященных изучению как отдельных, так и совместных эффектов от образования газовых гидратов и АСПО [13, 88, 89], которые существенно усложняют эксплуатацию нефтяных скважин с электроцентробежными насосами. В рамках предыдущих исследований [44] была детально изучена кинетика нуклеации газовых гидратов в средах, содержащих парафиновые углеводороды. Было установлено, что наличие парафинов оказывает значительное влияние на скорость образования гидратных кристаллов, замедляя процесс нуклеации за счет ограничения массопереноса. Также были предложены алгоритмы, позволяющие прогнозировать глубины образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений, учитывающие термобарические условия внутри ствола скважины [14].

В результате проведенных исследований [44, 95] было сделано несколько выводов о процессе гидратообразования в присутствии парафиновых УВ:

1. Присутствие парафина или ПАВ затрудняет образование гидратных молекул. Это может быть вызвано образованием адсорбированного слоя между водой и газом, который занят молекулами парафина или ПАВ.

2. Время нуклеации гидратных зародышей увеличивается при наличии парафина. Возможно, это происходит из-за сопротивления массопереносу, создаваемого дисперсными молекулами парафина и их структурой.

3. Количество газогидратных отложений в присутствии парафина без ПАВ возрастает. Также сложность совместных гидратно-парафиновых образований значительно возрастает, что значительно ухудшает процесс их ингибирования и последующего удаления гидратных пробок (рисунок 1.7). Требуется дальнейшие исследования условий образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах.



Рисунок 1.7 – Пример гидратной пробки в НКТ [46]

В работе [95] исследования дополнены изучением эффективности применения ПАВ и других химических реагентов, предназначенных для предотвращения образования АСПО и регулирования процесса гидратообразования [54, 119]. Особое внимание уделено процессам совместного образования газовых гидратов и АСПО в присутствии ПАВ в системе. Исследуется, как ПАВ влияют на кинетику нуклеации и агломерации гидратов и парафинов, а также на их взаимодействие в условиях низких температур и динамического потока [52]. Анализируются механизмы взаимодействия ПАВ с компонентами нефти и газа, их роль в стабилизации или нарушении структуры отложений [95], что позволяет глубже понять процессы их формирования и предложить эффективные методы предотвращения [59].

Таким образом, однозначно видна заинтересованность научного сообщества в понимании процесса образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в скважине. Далее необходимо более подробно остановиться на проблемах, связанных с образованием асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, их влияния на условия эксплуатации скважинного оборудования.

## 1.5 Выводы к главе 1

1. Проведен литературный обзор отечественных и зарубежных источников по условиям и механизмам образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, методам и технологиям борьбы с данными отложениями. Проведенный анализ показал, что совместное образование асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах представляет собой одну из наиболее острых проблем при добыче УВ,

особенно в условиях Крайнего Севера. Данная проблема характерна для значительной части месторождений, расположенных в районах распространения многолетнемерзлых пород, где низкие температуры и высокое давление создают благоприятные условия для одновременного формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений. Наличие таких отложений существенно влияет на эффективность работы скважинного оборудования, приводит к снижению продуктивности нефтяных скважин и увеличивает частоту проведения ремонтных работ.

2. Совместное образование асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений является сложным физико-химическим явлением, зависящим от комплекса взаимосвязанных факторов: термобарических условий, состава добываемой продукции, скорости потока и состояния поверхности оборудования. Особую роль в этом процессе играют изменения термобарических условий в нефтяных скважинах, что обуславливает необходимость учета термодинамических характеристик потока добываемой нефти при разработке методов борьбы с данными отложениями.

3. Анализ существующих методов борьбы с данными отложениями показывает, что большинство традиционных подходов рассматривают процессы гидратообразования и парафинизации как независимые явления. Однако экспериментальные исследования подтверждают наличие взаимного влияния этих процессов: наличие парафиновых отложений может как замедлять, так и ускорять образование газовых гидратов в зависимости от конкретных условий. Это подчеркивает необходимость разработки комплексных методов ингибирования, учитывающих особенности совместного протекания данных процессов.

4. Существующие математические модели прогнозирования образования отложений часто не учитывают взаимное влияние процессов гидратообразования и парафинизации, что снижает точность прогнозов и эффективность принимаемых технических решений. Необходима разработка новых моделей, позволяющих с достаточной точностью определять зоны риска совместного образования данных отложений и оптимизировать режимы работы скважинного оборудования.

5. Традиционные методы борьбы с асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений отложениями, применяемые на месторождениях с осложненными условиями эксплуатации, не обеспечивают полного предотвращения образования данных отложений. Особенно, это касается случаев совместного образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений, когда стандартные методы ингибирования оказываются недостаточно эффективными. Разработка новых технологических решений, учитывающих особенности взаимодействия этих отложений, позволит существенно повысить эффективность эксплуатации нефтяных скважин и снизить производственные затраты.

## **ГЛАВА 2 ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ И ГАЗОГИДРАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ**

Образование асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений представляет собой одну из ключевых проблем в нефтегазовой отрасли, особенно в условиях низких температур и высоких давлений. Несмотря на значительное количество исследований, посвященных изучению гидратообразования и АСПО, большинство работ сосредоточено на отдельных аспектах этих явлений. Например, традиционные исследования гидратов газа часто рассматривают их формирование в чистой воде или простых системах, тогда как в реальных условиях нефтяных скважин процессы гидратообразования и АСПО происходят одновременно и взаимосвязано. В данной главе представлена методика определения глубины образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах. Представлен алгоритм для определения решения систем обыкновенных дифференциальных уравнений на основе измерений термобарических условий внутри нефтяной скважины и условий образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений. В результате решения данных систем дифференциальных уравнений определяются глубины в скважине, на которых начинается образование асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений.

Далее в главе представлены результаты экспериментальных исследований, направленных на изучение взаимного влияния процессов образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в лабораторных условиях. Основное внимание уделено образованию газового гидрата в присутствии парафина в системе нефть-газ-вода. Это обусловлено тем, что на рассматриваемом месторождении, на объекте разработки Ю<sub>2-6</sub>, добывается высокопарафинистая ( $\Pi = 7 \text{ \% масс.}$ ) и малосмолистая ( $(A+C) = 3 \text{ \% масс.}$ ) нефть. Класс образующихся АСПО – парафиновый (П1). Эксперимент проводился в специальном автоклаве высокого давления PSL GAS HYDRATE AUTOCLAVE GHA 350, в котором создавались необходимые термобарические условия гидратообразования, мешалка внутри автоклава создавала необходимую степень дисперсности системы для моделирования движения потока в исследуемой скважине.

### **2.1 Модель прогнозирования глубины начала образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах**

Алгоритм нахождения глубины образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяной скважине включает в себя следующие пункты:

1. Задаются исходные данные по конструкции скважины и начальные условия добычи, которые получают из промысловых данных;
2. Находятся параметры работы УЭЦН с поправками на вязкую ГЖС и свободный газ;

3. Строится распределение температуры потока в скважине по глубине, учитывая работу УЭЦН [104];

4. По модернизированной методике Поэтмана-Карпентера находится распределение давления по глубине в скважине для эксплуатационной колонны и НКТ;

5. Через глубину значения давления привязываются к значениям температуры потока. Таким образом, уточняется распределение  $P(T)$  в скважине;

6. Далее, через модель работы скважины, находятся истинные параметры работы скважины в представленных условиях. Уточняются: дебит, забойное давления, давление приема;

7.  $P(T)$ -распределение сравнивается с термобарическими условиями гидратообразования, находится глубина начала гидратообразования [64];

8. Термограмма скважины сравнивается с распределением температуры насыщения нефти парафина по глубине скважины.

Блок схема данного алгоритма представлена на рисунке 2.1.

В результате данного алгоритма получаются точные значения глубин начала образования АСПО и кристаллогидратов. На основе данного алгоритма была разработана авторская программа ЭВМ для расчета термобарических условий в скважине с учетом образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений (свидетельство № 2024619314), позволяющая прогнозировать параметры работы нефтяной скважины в условиях образования сложных отложений с высокой точностью [28].

Термобарические условия в скважинах рассматриваемого нефтегазоконденсатного месторождения практически полностью входят в диапазон условий образования газовых гидратов, а также в ходе ее работы образовались условия, способствующие к образованию АСПО. Исследуемая скважина имеет J образную форму с длинным горизонтальным участком, однако УЭЦН находится в вертикальной части, поэтому все расчеты будут проводиться только для вертикальной части скважины.

**Исходные данные для построения модели:** внутренний диаметр эксплуатационной колонны  $d_{э\text{квн}} = 157,2$  мм; глубина окончания вертикального участка скважины  $H_{скв} = 2059$  м; обводненность продукции скважины  $\beta_{в} = 0,091$ ; коэффициент продуктивности  $K_{прод} = 9$  м<sup>3</sup>/(сут·МПа); пластовое давление  $P_{пл} = 20,5$  МПа; давление насыщения нефти  $P_{нас} = 16,9$  МПа; устьевое давление  $P_{у} = 2,2$  МПа; забойное давление (давление при переходе с горизонтального участка на вертикальный); газовый фактор при с. у.  $G_0 = 91,74$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; динамическая вязкость нефти при с. у.  $\mu_{нд} = 8,2$  мПа · с; плотность дегазированной нефти при с. у.  $\rho_{нд} = 883$  кг/м<sup>3</sup>; температура пласта  $t_{пл} = 61$  °С; плотность воды при с.у.  $\rho_{в} = 1005$  кг/м<sup>3</sup>; динамическая вязкость смеси нефти с водой  $\mu_{см} = 7,1$  мПа · с; плотность попутного газа при стандартных условиях  $\rho_{г} = 0,84$  кг/м<sup>3</sup>; количество метана в составе попутного газа  $y_m = 0,8497$ ;

количество азота в составе попутного газа  $y_a = 0,039$ ; внутренний диаметр НКТ  $d_{НКТ} = 62$  мм; удельная теплоемкость смеси  $c = 2277,5 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}$ ; глубина спуска насоса  $H_{\text{спус.}} = 1562$  м.

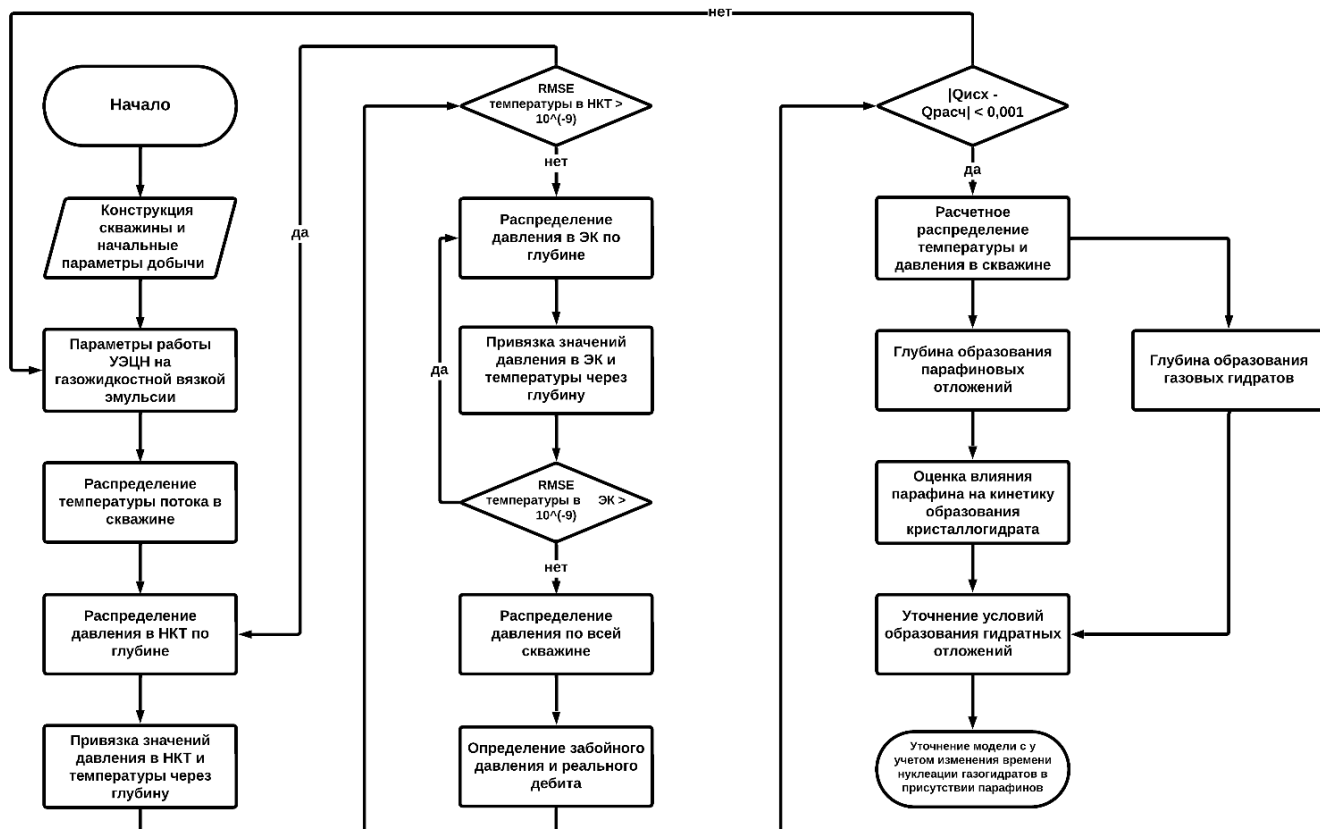


Рисунок 2.1 – Алгоритм нахождения глубины образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяной скважине (составлено автором)

Геотермический градиент и геотермическая ступень, рассчитанные на основании графических построений, составляют  $3,5^0$  и  $28,6$  м соответственно.

### 2.1.1 Определение напорной характеристики ЭЦН с учетом вязкости смеси и наличия газа в потоке

Напорная характеристика ЭЦН-200-1350 для вязкой жидкости в присутствии газа определяется следующим образом. Из паспортной характеристики установленного в скважину насоса находим создаваемое им давление. Производим пересчет характеристики ЭЦН на вязкую жидкость по методу Ляпкина П.Д [23]. В соответствии с представленным методом коэффициент быстроходности ступени насоса определяется по формуле 2.1:

$$n_s = 193 \cdot n \cdot \left( \frac{Q_{\text{в.опт.}}}{86400} \right)^{0,5} \cdot \left( g \cdot \frac{H_{\text{в.опт.}}}{z} \right)^{-0,75} \quad (2.1)$$

где  $n$  – число оборотов насоса, об/мин;

$g$  – ускорение свободного падения,  $\text{м/с}^2$ ;

$Q_{в.опт.}$ ,  $H_{в.опт.}$  – оптимальные подача и напор насоса на воде, определяемые из паспортных характеристик ЭЦН, м<sup>3</sup>/сут и м соответственно;

$z$  – число ступеней.

Число Рейнольдса потока в каналах ЭЦН определяется по формуле 2.2:

$$Re_H = \frac{4,3 + 0,816 \cdot n_s^{0,274}}{n_s^{0,575}} \cdot \frac{Q_{в.}}{(\frac{\mu_{см}}{\rho_{см}}) \cdot 86400} \cdot \sqrt[3]{\frac{n \cdot 86400}{Q_{в.опт.}}} \quad (2.2)$$

где  $Q_{в.}$  – расчетные значения подачи, на которой определяются параметры ЭЦН, м<sup>3</sup>/сут;  
 $\mu_{см}$  и  $\rho_{см}$  – динамическая вязкость и плотность смеси, Па·с и кг/м<sup>3</sup> соответственно.

Пересчетные коэффициенты на вязкую жидкость рассчитываются по формулам 2.3-2.4:

$$K_{HQ} = 1 - (3,585 - 0,821 \cdot \lg(Re_H)) \cdot \left(0,027 + 0,0485 \frac{Q_{в.}}{Q_{в.опт.}}\right) \quad (2.3)$$

$$K_{\eta} = \begin{cases} 0,485 \cdot \lg(Re_H) - 0,63 - 0,26 \frac{Q_{в.}}{Q_{в.опт.}} & \text{если } Re_H < 2320 \\ 0,274 \cdot \lg(Re_H) - 0,06 - 0,14 \frac{Q_{в.}}{Q_{в.опт.}} & \text{если } Re_H > 2320 \end{cases} \quad (2.4)$$

В результате, подставив исходные данные, получаем пересчетные коэффициенты на вязкую жидкость  $K_{HQ}$  и  $K_{\eta}$ , представленные в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Исходные данные и полученные результаты по определению характеристик ЭЦН на вязкой жидкости (по данным автора)

Исходные данные		Результаты расчетов	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$n$ , об/мин	2917	$n_s$	1229
$g$ , м/с <sup>2</sup>	9,18	$Re_H$	4863
$Q_{в.опт.}$ , м <sup>3</sup> /сут	200	$K_{HQ}$	0,714
$H_{в.опт.}$ , м	1350	$K_{\eta}$	0,81
$z$	214		
$\mu_{см}$ , Па·с	$7,1 \cdot 10^{-3}$		
$\rho_{см}$ , кг/м <sup>3</sup>	838		
$Q_{в.}$ , м <sup>3</sup> /сут	200		

Теперь получим коэффициенты для перерасчета параметров работы ЭЦН на воде на газожидкостную смесь с помощью соответствующей номограммы на рисунке 2.2 [29].

Газосодержание находится по формуле 2.5 [29, 30]:

$$\Gamma = G / \left( \frac{\rho_{нд}}{\rho_{г}} + G \right) \quad (2.5)$$

где  $G$  – газовый фактор, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$\rho_{нд}$  – плотность дегазированной нефти при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{г}$  – плотность газа при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>.

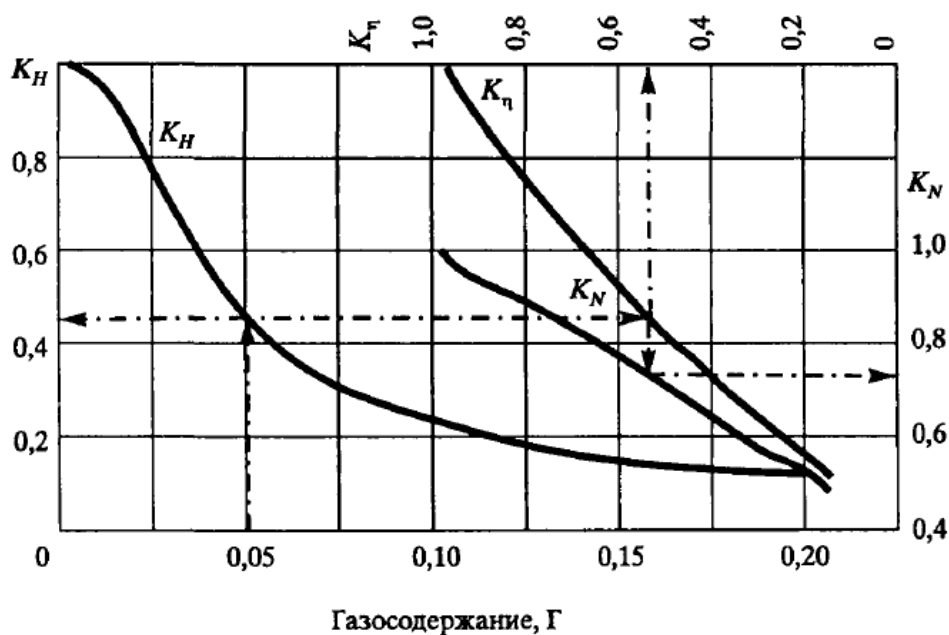


Рисунок 2.2 – Номограмма для расчета параметров работы ЭЦН на газожидкостных смесях [29]

Получаем пересчетные коэффициенты по газу. Перемножив их с полученными коэффициентами вязкой жидкости, строится характеристика насоса для вязкой жидкости, которая представлена на рисунке 2.3.

Данные расчеты позволяют нам найти давление, создаваемое насосом,  $P_{\text{насос}}$  для любого дебита скважины, необходимое дальше для расчетов.

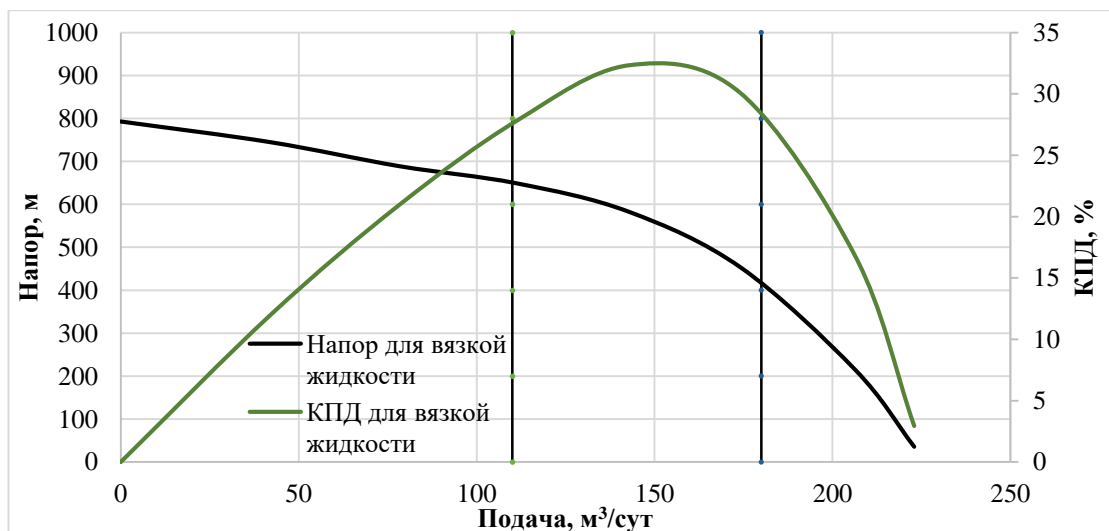


Рисунок 2.3 – Напорная характеристика рассматриваемого ЭЦН-200-1350 на вязкой ГЖС  
(составлено автором)

### 2.1.2 Определение термобарических условий в нефтяной скважине

Для оптимизации работы скважины необходимо рассчитать изменение температуры и давления в работающей скважине. Воспользуемся методикой, представленной в работах [12, 16, 29, 94, 97] для нахождения температуры потока по всей длине скважины. Температура потока в любом сечении  $L$  между кровлей пласта и основанием насоса (температура в эксплуатационной

колонне) определяется по формуле 2.6, температура потока в любом сечении  $L$  колонны НКТ – по формуле 2.7 [22]:

$$t_{\text{ЭК}} = t_{\text{ПЛ}} - (H_{\text{КП}}/\cos\alpha - L) \frac{0,0034 + 0,79 \cdot \Gamma \cdot \cos\alpha}{10^{Q/(20 \cdot d_{\text{ЭК.ВНУТ}}^{2,67})}}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (2.6)$$

$$t_{\text{НКТ}} = t_{\text{ПЛ}} - \frac{(H_{\text{КП}} - H_{\text{ВЫХ}})}{\cos\alpha} \cdot \frac{0,0034 + 0,79 \cdot \Gamma \cdot \cos\alpha}{10^{Q/(20 \cdot d_{\text{ЭК.ВНУТ}}^{2,67})}} - (H_{\text{ВЫХ}}/\cos\alpha - L) \frac{0,0034 + 0,79 \cdot \Gamma \cdot \cos\alpha}{10^{Q/(20 \cdot d_{\text{НКТ.ВНУТ}}^{2,67})}}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (2.7)$$

где  $\alpha$  – средний угол наклона скважины, град;

$\Gamma$  – температурный градиент,  $^\circ\text{C}/\text{м}$ ;

$H_{\text{ВЫХ}}$  – глубина по вертикали подвески насоса, м;

$H_{\text{КП}}$  – глубина по вертикали кровли пласта, м;

$Q$  – дебит жидкости,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;

$d_{\text{ЭК.ВНУТ}}$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

$d_{\text{НКТ.ВНУТ}}$  – внутренний диаметр НКТ, м.

Увеличение температуры потока в связи с работой ЭЦН определяется в соответствии с формулой 2.8 [22].

$$\Delta t_{\text{уэцн}} = \frac{gH_n}{c} \left( \frac{1}{\eta_n \eta_d} - \frac{1}{\eta_n} - 0,5 \right), \text{ } ^\circ\text{C} \quad (2.8)$$

где  $H_n$  – напор насоса, определяемый по пересчитанной характеристике ЭЦН, м;

$c$  – теплоемкость смеси,  $\frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}$ ;

$\eta_n$  – КПД насоса, определяемый по пересчитанной характеристике ЭЦН;

$\eta_d$  – КПД двигателя, равный 0,9.

Распределение температуры по длине исследуемой скважины представлено на рисунке 2.4.

Для определения распределения давления в скважине можно использовать методику Поэтмана-Карпентера, адаптированную для учета работы установки электрического центробежного насоса [22, 23, 27, 29]. Эта адаптация включает измененные уравнения для учета выделившегося и растворенного газа в колонне насосно-компрессорных труб после ЭЦН. Расчеты ведутся "сверху-вниз" в колонне НКТ до давления насыщения, а также в эксплуатационной колонне от значения давления на приеме насоса до забойного давления. С помощью метода итерации находим основные параметры работы скважины. Для подсчета дебита скважины также применялась кривая Вогеля для учета работы скважины при давлениях ниже давления насыщения. Далее проводится численное интегрирование с получением распределение давления по глубине в НКТ.

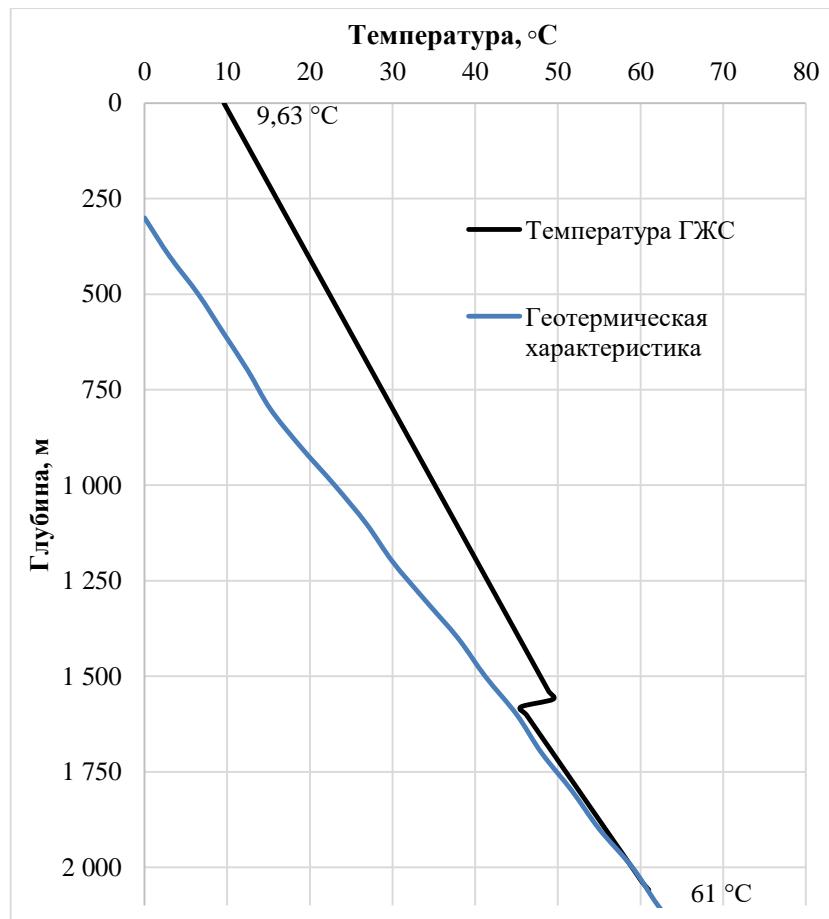


Рисунок 2.4 – Термограмма исследуемой нефтяной скважины, оборудованной УЭЦН, и геотермическая характеристика разреза (составлено автором)

Распределение давления в эксплуатационной колонне рассчитывается таким же образом, только расчет ведется, начиная от значения давления приема  $P_{пр}$ , которое получается путем вычета давления, создаваемого насосом  $P_{насос}$ , из давления выкида  $P_{вык}$ , которое получается из расчета распределения давления по глубине в НКТ.

После первого расчета давлений на определенных глубинах с использованием математического метода интерполяции, новые значения температур, полученные по методике Ляпкина П.Д. [23], привязываются к данным значениям давлений. Затем эти новые значения температур заменяют исходные, расчет повторяется для получения более точных значений давления. Многократные итерации выполняются для нахождения точного распределения давления по глубине в НКТ и эксплуатационной колонне [28], из которого мы получаем истинное забойное давление  $P_{заб}$ .

Далее, через коэффициент продуктивности скважины  $K_{прод}$ , находят истинный дебит скважины, а не заданный в исходных данных. Также при расчетах вводится поправка Вогеля [22], которая учитывает движение ГЖС, дебит скважины  $Q_{расч}$  определяется по формуле 2.9:

$$Q_{\text{расч}} = \begin{cases} K_{\text{прод}} \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}), & \text{при } P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}} \\ K_{\text{прод}}(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}) + \frac{K_{\text{прод}} \cdot P_{\text{нас}}}{1,8} \cdot \left(1 - 0,2 \cdot \frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{нас}}} - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{нас}}}\right)^2\right), & \text{при } P_{\text{заб}} \leq P_{\text{нас}} \end{cases} \quad (2.9)$$

где  $K_{\text{прод}}$  – коэффициент продуктивности скважины,  $\frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{МПа}}$ ;

$P_{\text{пл}}$  – пластовое давление, МПа;

$P_{\text{заб}}$  – забойное давление, МПа;

$P_{\text{нас}}$  – давление насыщения нефти газом, МПа.

Полученное расчетное значение дебита подставляем в начало расчета и повторяем весь алгоритм до тех пор, пока не достигнем необходимой точности. С помощью данного метода находим основные параметры работы скважины:  $Q = 110,35 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;  $P_{\text{насоса}} = 6,4 \text{ МПа}$ ;  $P_{\text{выкида}} = 8,6 \text{ МПа}$ ;  $P_{\text{приема}} = 2,2 \text{ МПа}$ ;  $P_{\text{заб}} = 3,6 \text{ МПа}$ . Также получаем распределение давления по стволу скважины, представленное на рисунке 2.5.

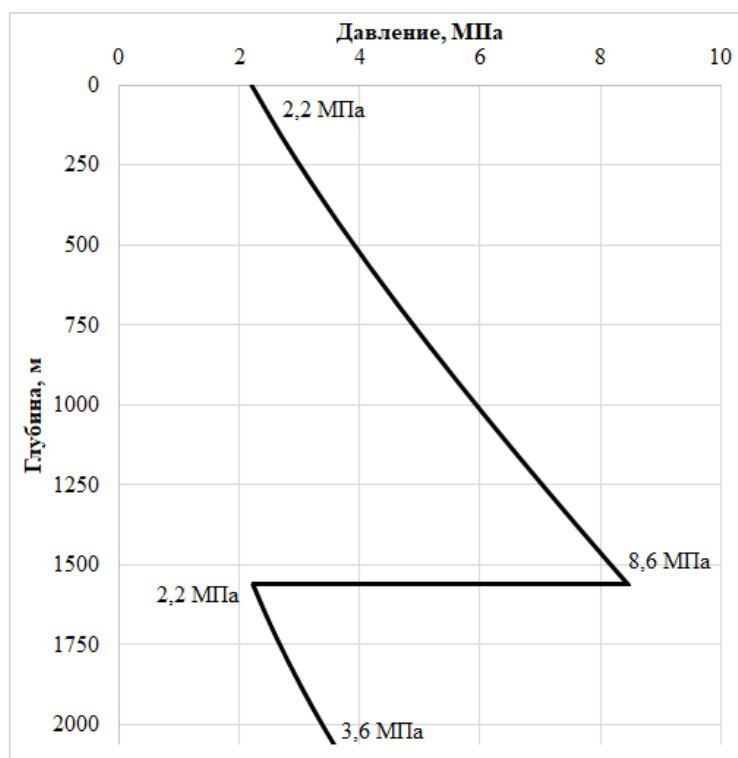


Рисунок 2.5 – Распределение давления по глубине в исследуемой нефтяной скважине, оборудованной УЭЦН (составлено автором)

### 2.1.3 Определение глубины начала гидратообразования в нефтяной скважине

Определение термобарических условий образования кристаллогидратов проводится с использованием расчетной методики, представленной в работах [10, 62, 70]. Данная методика применяется для природных и попутных нефтяных газов. Сначала, по формуле 2.10, рассчитывается давление гидратообразования  $P_m^0$  (в МПа) при температуре, равной  $T_0=273,15 \text{ К}$

по уравнению, которое для гидратов кубической структуры II, а именно такие образуются на нефтегазоконденсатных месторождениях.

$$\left[1 + P_m^0(2,5y_{CH_4} + 1,4y_{CO_2} + 0,67y_{N_2} + 46,1y_{H_2S})\right]^2 = \frac{1}{P_m^0 \left(\frac{y_{CH_4}}{231} + \frac{y_{C_2H_6}}{2,3} + \frac{y_{C_3H_8}}{0,176} + \frac{y_{i-C_4H_{10}}}{0,113} + \frac{y_{n-C_4H_{10}}}{1,6} + \frac{y_{CO_2}}{26,3} + \frac{y_{N_2}}{2323} + \frac{y_{H_2S}}{10,47}\right)}, \text{ МПа} \quad (2.10)$$

где  $y$  – мольная доля  $i$ -го компонента газовой смеси в долях единицы.

В результате решения данного уравнения при  $T_0=273,15$  давление гидратообразования  $P_m^0 = 0,668$  МПа. Далее строится кривая равновесных условий гидратообразования для термобарических условий НКТ.

В работах [10, 55, 70] были предложены наборы эталонных кривых гидратообразования. С учетом этих данных искомое давление гидратообразования  $P_m$  при температурах  $T$  больших 273,15 К находятся по формуле 2.11.

$$P_m = \frac{p_m^0 z^0}{z} \exp\left(A_1 \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T}\right)\right), \text{ МПа} \quad (2.11)$$

где  $z$  и  $z_0$  – коэффициент сверхсжимаемости газа для температуры  $T$  и  $T_0$  соответственно;  $A_1$  – эмпирически подбираемые коэффициент.

В результате расчета по данной методике будет получена кривая равновесных условий гидратообразования в координатах  $P(T)$ , представленная на рисунке 2.6. Данная кривая также зависит от давлений и температур в самой НКТ. Построим зависимость давления от температуры для условий НКТ и равновесную кривую гидратообразования на одном рисунке для нахождения интервалов, где образуются кристаллогидраты.

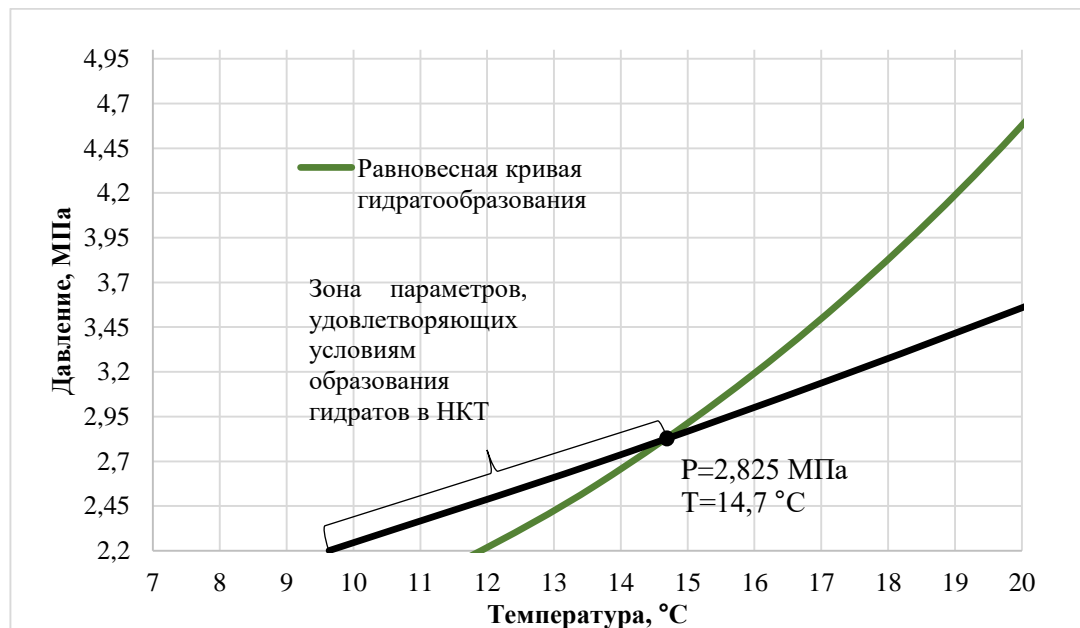


Рисунок 2.6 – Термобарические условия гидратообразования в исследуемой нефтяной скважине (составлено автором)

Получив данные значения, предоставляется возможность оценить глубины, на которых соблюдаются условия, способствующие образованию газовых гидратов.

Термобарические условия гидратообразования в рассматриваемых условиях составляют:  $P = 2,825$  МПа и  $T = 287,85$  К ( $14,7$  °С). Получив данные значения, предоставляется возможность оценить глубины, на которых соблюдаются условия, способствующие образованию газовых гидратов. Для этого обратимся к ранее построенным графикам распределения давления и температуры по глубине скважины. Удобнее всего воспользоваться распределением температуры потока по глубине скважины. Подставив полученное значение температуры, получаем глубину, на которой начинается процесс гидратообразования, который продолжается до устья.

По результатам расчетов для исследуемой скважины получается значение глубины гидратообразования, равная  $194,7$  м. Полученное значение хорошо согласуется с исходными промысловыми данными по глубинам образования газовых гидратов в исследуемой скважине, что свидетельствует о допустимости проведения данных расчетов.

#### **2.1.4 Определение глубины начала образования АСПО в нефтяной скважине**

Образование АСПО начинается при снижении температуры потока до значений температуры насыщения нефти парафином. Поэтому для расчета глубины образования АСПО в скважине необходимо с достаточной для практики точностью определять распределение температуры жидкости в нефтяных скважинах и распределение температуры насыщения нефти парафином.

Для построения распределения температуры насыщения нефти парафином по глубине скважины, воспользуемся формулами 2.12 и 2.13. Для объекта Ю<sub>2-6</sub> содержание следующих компонентов составляет: парафинов –  $6,93$  % масс., смол (силикагелевых) –  $3,05$  % масс., асфальтенов –  $0,27$  % масс.

Таким образом, нефть рассматриваемого объекта высокопарафинистая ( $\Pi = 7$  % масс.) и малосмолистая ( $(A+C) = 3$  % масс.) Класс АСПО определяется через соотношение  $\Pi/(C+A)$  и соответствует парафиновому типу, подтип П1 из-за низкого содержания мех. примесей.

Значения давления и объемного газосодержания берутся из рассчитанных ранее по методике Поэтмана-Карпендера. Строится зависимость температуры насыщения нефти парафином от глубины [23]:

$$t_{\text{нп}}(P) = t_0 + 0,2 P - 0,1 V_{\text{гр}}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (2.12)$$

где  $P$  – давление потока на рассчитываемой глубине, МПа;

$V_{\text{гр}}$  – количество растворенного в нефти газа,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;

$t_0$  – температура насыщения дегазированной нефти парафином, °С.

Температура насыщения дегазированной нефти парафином определяется по формуле 2.13.

$$t_0 = 11,398 + 34,084 \lg C_{\text{п}}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (2.13)$$

где  $C_{\text{п}}$  – массовое содержание парафинов в нефти, %.

Рассчитываем температуру насыщения нефти парафином для других сечений скважины, строим зависимость температуры насыщения нефти парафином в скважине от глубины и совмещаем ее с термограммой скважины. Глубина пересечения двух кривых и будет глубиной начала образования АСПО в исследуемой скважине. Результат представлен на рисунке 2.7.

Получаем глубину образования АСПО для исследованной скважины, равная 1229,7 м.

Алгоритм определения глубины образования двух видов отложений (АСПО и газогидратов) можно улучшить, внося дополнительные дифференциальные уравнения для определения времени образования данных отложений в скважинном пространстве, а также времени выноса поднимаемого флюида, кристаллогидратов и парафинов из скважины в наземное оборудование.

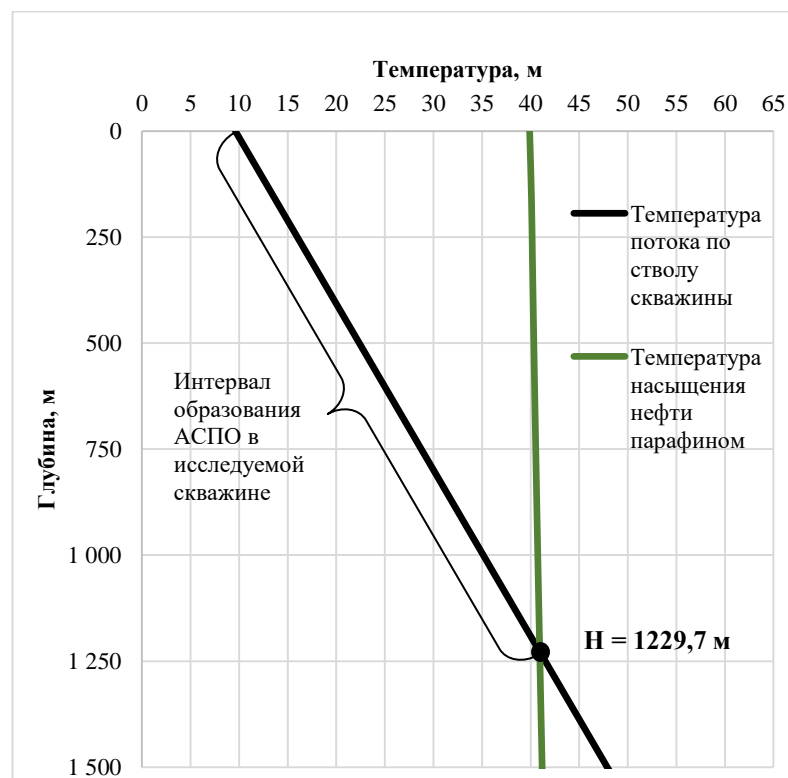


Рисунок 2.7 – Термограмма скважины и распределение температуры насыщения нефти парафином в исследуемой скважине (составлено автором)

### 2.1.5 Влияние режима работы скважинного оборудования на условия образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений

В данной работе рассматривается возможность изменения глубины образования кристаллогидратов и АСПО в зависимости от параметров работы скважинного оборудования, а

именно глубины подвески насосного агрегата, частоты тока, а также диаметра устьевого штуцера. Расчеты проводились для насоса ЭЦН-125-1050.

В качестве первого изменяемого параметра рассматривается глубина подвески насосного агрегата. При изменении глубины подвески насоса перестраивается кривая зависимости давления от температуры по НКТ, меняется давление приема и количество газа на приеме насоса. Также происходит перераспределение газосодержания в скважине, а соответственно, и изменение количества растворенного газа в нефти, что приводит к изменению температуры насыщения ее парафином и соответствующему изменению глубины начала образования отложений. На рисунке 2.8 представлены графики полученных зависимостей, по которым видно, что при увеличении глубины спуска насосного агрегата глубина начала образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений уменьшается. При увеличении глубины спуска насосного агрегата на 100 м глубина начала гидратообразования снижается на 7 %, образования АСПО – на 2 %.

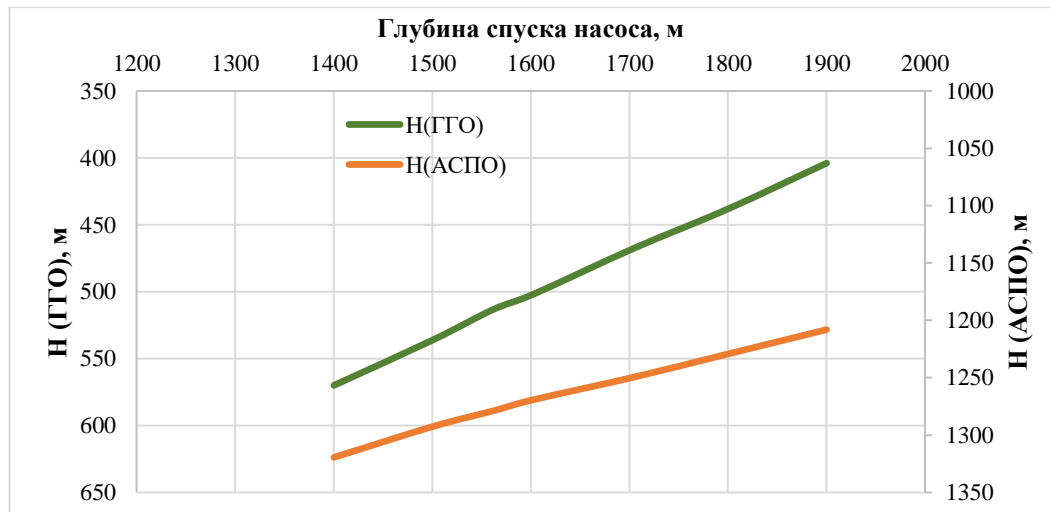


Рисунок 2.8 – Зависимость глубины начала образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений (АСПО и ГГО) от глубины спуска ЭЦН (составлено автором)

Во втором случае рассматривается изменение диаметров проходного сечения посредством установки штуцеров. В исходном состоянии на фонтанной арматуре не установлен штуцер и диаметр сечения составляет  $d=0,065$  м. Увеличение устьевого давления уменьшает количество выделившегося газа на устье, что сказывается на снижении интенсивности образования гидратов. Однако, само увеличение давления неблагоприятно влияет на условия образования гидратов, увеличивая глубину начала гидратообразования. Также из-за увеличения давления увеличивается и количество растворенного газа в нефти, что снижает глубину начала образования АСПО.

Были вычислены дополнительно создаваемые перепады давления из-за установки штуцеров различных диаметров, начиная от 4 мм. Расчеты проводились на основе методики

внезапных расширений и сужений канала, а также создаваемых гидравлических сопротивлений непосредственно по длине штуцера [29].

Для рассматриваемого случая уменьшение проходного сечения штуцера менее 10-12 мм приводит к увеличению глубины образования кристаллогидратов на 300 м и снижению глубины образования АСПО на 40 м. Результаты исследований представлены на рисунке 2.9.

В качестве третьего параметра рассматривалась частота тока ПЭД. При изменении частоты изменяется подача насоса, распределение температуры и давления в НКТ, а также количество газа, попадающего внутрь установки.

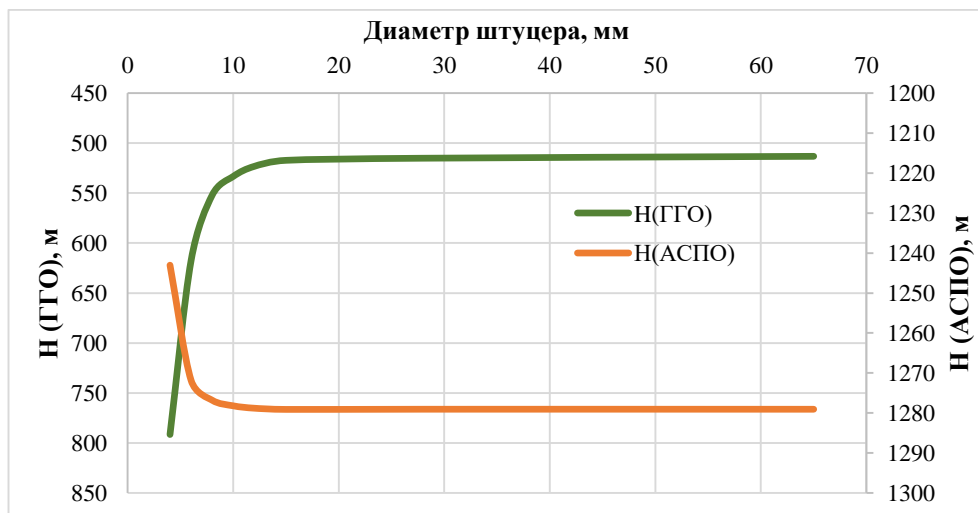


Рисунок 2.9 – Зависимость глубины начала образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений (АСПО и ГГО) от диаметра проходного сечения штуцера (составлено автором)

Изначально все насосы работают при частоте 50 Гц и все характеристики рассчитываются для данной частоты. При изменении частот меняются параметры работы погружного насоса по определенным зависимостям [1].

Производительность ЭЦН изменяется прямо пропорционально изменению частоты, по формуле 2.14:

$$Q = Q_{50} \frac{F}{50}, \quad (2.14)$$

где  $Q$  – расчетная подача, м<sup>3</sup>/сут;

$Q_{50}$  – номинальная подача при 50 Гц, м<sup>3</sup>/сут;

$F$  – расчетная частота, Гц.

Напор насоса изменяется в квадратичной зависимости относительно изменения частоты, по формуле 2.15:

$$H = H_{50} \left( \frac{F}{50} \right)^2, \quad (2.15)$$

где  $H$  – расчетный напор, м;

$H_{50}$  – номинальный напор при 50 Гц, м.

Потребляемая насосом мощность изменяется в кубической зависимости, по формуле 2.16:

$$N = N_{50} \left( \frac{F}{50} \right)^3, \quad (2.16)$$

где  $N$  – расчетная мощность, Вт;

$N_{50}$  – номинальная мощность при 50 Гц, Вт.

Из полученной зависимости, представленной на рисунке 2.10, видно, что при увеличении частоты тока глубина начала образования АСПО и газовых гидратов уменьшается. При увеличении частоты тока на 5 Гц глубина начала гидратообразования снижается на 5 %, образования АСПО – на 0,5 %.

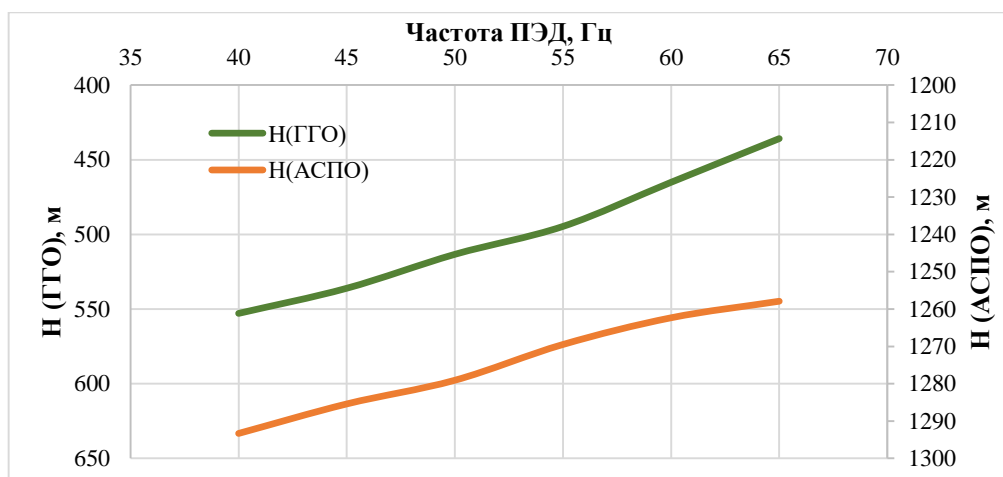


Рисунок 2.10 – Зависимость глубины начала образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений (АСПО и ГГО) от частоты работы ПЭД (составлено автором)

Четвертым рассматриваемым параметром является внутренний диаметр НКТ. При изменении проходного сечения лифтовых труб изменяется температура потока и его динамические характеристики. Из зависимости, представленной на рисунке 2.11, видно, что при уменьшении внутреннего диаметра НКТ происходит уменьшение глубины начала образования АСПО и газовых гидратов.

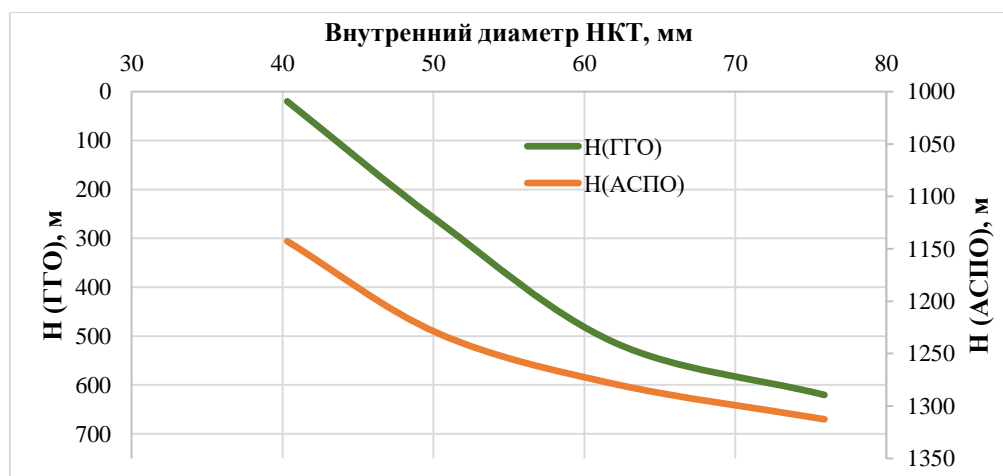


Рисунок 2.11 – Зависимость глубины начала образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений (АСПО и ГГО) от внутреннего диаметра НКТ (составлено автором)

При уменьшении внутреннего диаметра НКТ на 5 мм глубина начала гидратообразования в среднем снижается на 20 %, образования АСПО – на 3,5 %. Однако, замена всей колонны НКТ существенно изменяет режим добычи углеводородов, что требует технико-экономического обоснования проводимого мероприятия и проведения капитального ремонта скважины.

Таким образом были выведены и графически представлены зависимости изменения интервалов глубин, на которых начинается образование асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений, от параметров работы установки электроцентробежного насоса: частоты работы ПЭД и глубины спуска насосного агрегата, а также от диаметра проходного сечения штуцера и НКТ. Данные зависимости позволяют провести подбор УЭЦН с учетом риска образования данных отложений в исследуемой нефтяной скважине.

## **2.2 Лабораторные исследования термобарических условий гидратообразования в присутствии парафина**

Совместное образование кристаллогидратов и парафинов при добыче нефти представляет собой значительную проблему для инфраструктуры нефтедобывающих предприятий. Образование отложений кристаллогидратов и парафинов в трубопроводах и скважинах может привести к уменьшению производительности и даже полному блокированию потока нефти [56, 59, 88].

В работе производится оценка влияния парафина на кинетику и термодинамику процесса образования гидратов метана  $\text{CH}_4$ . Изменяя массовое содержание растворенного парафина, появляется возможность установить зависимость между условиями образования кристаллогидратов и количеством парафина в системе. Экспериментальные исследования проводились на базе НЦ «Арктика» Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II в лаборатории с экспериментальной установкой, представляющей собой реактор-автоклав PSL GAS HYDRATE AUTOCLAVE GHA 350 и систему подготовки модельного газа и позволяющей проводить исследования образования гидратов при температурах от  $-10$  до  $60$  °C и давлении до 35 МПа (рисунок 2.12). В экспериментах в качестве скважинной ГЖС нефть-газ-вода используется модельная смесь керосин-метан-вода.

В герметичный автоклав заливается исследуемая жидкость, а также подключается через бустер баллон с исследуемым газом. В данном случае исследуется метан, его способность образовывать гидраты в системе с присутствием парафина.

Далее представлена методика проведения лабораторного эксперимента [44], основанная на методике из работы [55].



Рисунок 2.12 – Лабораторный комплекс исследования условий гидратообразования:

А. Автоклав GHA350; Б. Верхнеприводная мешалка; В. Термостат Huber Ministat 240; Г. Газовые бустеры с максимальным давлением 40,0 МПа (слева) и 15,0 МПа (справа); Д. Система приготовления модельного газа [44]

### 2.2.1 Приготовление модельного раствора нефти

В качестве имитации углеводорода используется авиационный керосин ТС-1 (ГОСТ 10227-86) с растворенным в нем парафином П-2 (ГОСТ 23683-89). Порядок приготовления модельного раствора представлен далее:

1. Отбирается необходимое количество керосина, первоначально для получения раздела фаз в объективе камеры. После отбора необходимого объема закрываем тару во избежание испарения керосина.

2. Отбираем необходимое количество парафина. В данной работе рассматриваются следующие массовые содержания парафина в керосине: 0 %, 2 %, 5 % и 7 % масс. Необходимое количество добавляемого компонента (парафина) определяется по формуле 2.17:

$$x = \frac{C \cdot m_{\text{чист.раств.}}}{1 - C} \quad (2.17)$$

где  $m_{\text{чист.раств.}}$  – масса чистого раствора, г;

$C$  – требуемая массовая концентрация компонента в растворе, доли;

$x$  – масса добавляемого компонента в раствор, г.

3. Добавляем парафин в заранее приготовленный керосин, взбалтываем. Обязательно закрываем крышку. В качестве тары используется специализированные банки для реактивов с навинчивающейся крышкой. Они сохраняют герметичность при нагреве.

4. Для ускорения растворения парафина в керосине тару устанавливают в предварительно нагретую печь. Температура внутри печи может достигать 50-60 °С. Благодаря нагреву парафин растворяется в керосине за 30 мин.

### **2.2.2 Подготовка автоклава PSL GAS HYDRATE AUTOCLAVE GHA 350 к эксперименту**

Так как установка работает под повышенным давлением, перед выполнением эксперимента она проверяется на отсутствие утечек углеводородных газов с помощью газоанализатора, с первичным созданием с помощью компрессора давления в линии и затем с созданием давления в герметичной гидратной ячейке с помощью двух последовательно соединенных бустеров. После проверки установки на герметичность выполняются подготовительные работы в следующей последовательности:

1. Производится очистка внутренней полости стенда от предыдущих экспериментов с помощью растворителя и спирта.
2. Автоклав заполняется растворами углеводородной и водной фазы так, чтобы раздел фаз находился на одной камере, контакт газа с жидкостью на второй камере.
3. Создается необходимое давление в системе. Первоначально эксперимент проводился при давлении 4 МПа.
4. Для создания необходимой эмульсии раствор размешивается при комнатной температуре с частотой 800 об/мин. Продолжительность размешивания составляет 30 мин. После этого установка готова к проведению эксперимента.

### **2.2.3 Методика определения термобарических условий образования газогидратов в присутствии парафина**

Эксперимент по нахождению равновесной точки гидратообразования проводится на модельной ГЖС «керосин-метан-вода» с добавлением парафина по следующему алгоритму:

1. Автоклав насыщается метаном, превышая необходимое давление. Это делается для того, чтобы после растворения метана и выхода системы в равновесное состояние, давление не упало ниже необходимого. В нашем случае система нагнетается до 4,5 МПа, далее она выходит на уровень 4 МПа.
2. Мешалка устанавливается в среднее значение скорости 100-200 об/мин. Это необходимо для насыщения жидкости газом.
3. Система охлаждается до температуры, ниже предположительной температуры гидратообразования. Переохлажденная система выдерживается определенное время для установления равновесия.
4. Для образования газовых гидратов и создания турбулентного режима в системе обороты мешалки повышаются до 500 об/мин. Перенасыщенная и переохлажденная система попадает в

термобарические условия гидратообразования, в автоклаве резко образуются кристаллы гидрата во всем объеме. Образование гидрата отмечается по резкому снижению давления и небольшому скачку температуры. Скачок температуры происходит за счет экзотермической реакции гидратообразования. При этом показания момента вращения на мешалке резко возрастают, так как кристаллы гидрата мешают перемешивать жидкость в автоклаве.

5. Для нахождения равновесной точки гидратообразования систему начинают постепенно нагревать при постоянной температуре. Условия гидратообразования и диссоциации гидратов совпадают. Однако, из-за стохастического поведения системы при образовании гидратов, данную равновесную точку достаточно тяжело обнаружить. При диссоциации равновесная точка для газового гидрата при данных условиях находится по перегибу кривой давления. При медленном нагреве системы происходит распад кристаллов гидрата, заключенный в нем газ высвобождается, увеличивая давление в системе. В данном эксперименте нагрев идет с интенсивностью 0,5 °С в час. Для построения равновесной кривой гидратообразования находятся равновесные точки для разных термобарических условий.

#### 2.2.4 Результаты эксперимента

В результате проведенных лабораторных исследований была получена равновесная кривая гидратообразования для модельной ГЖС с содержанием парафина 0 %, 2 %, 5 % и 7 % масс. (рисунок 2.13, таблица 2.2).

Результаты эксперимента позволили сделать вывод о том, что парафин не оказывает влияния на термобарические условия образования кристаллогидратов и не является природным термодинамическим ингибитором гидратообразования.

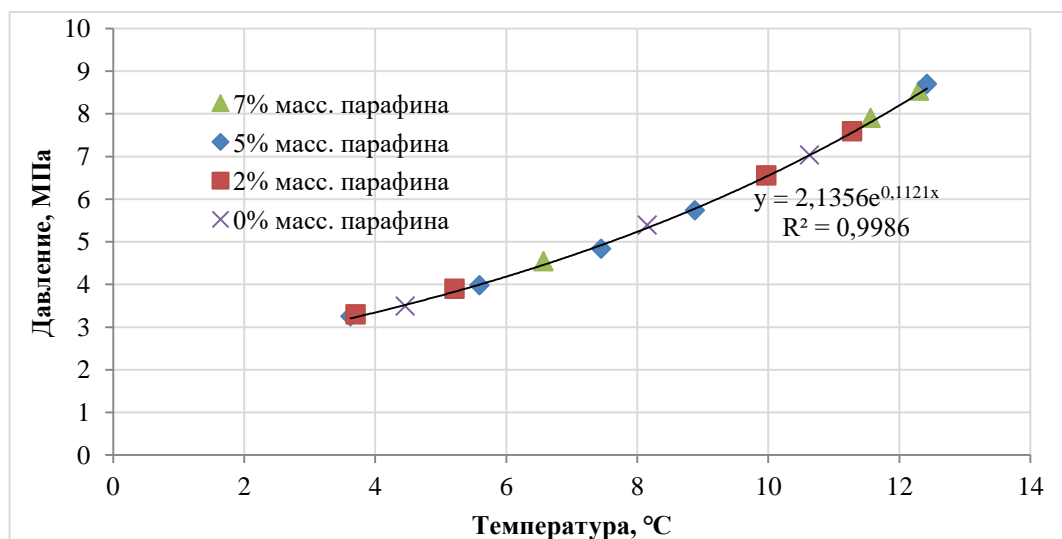


Рисунок 2.13 – Термобарические условия гидратообразования, полученные в ходе эксперимента на модельной ГЖС с добавлением парафина (составлено автором)

Таблица 2.2 – Термобарические условия гидратообразования для разного содержания парафина в модельной ГЖС (по данным автора)

0 % масс.		2 % масс.		5 % масс.		7 % масс.	
T, °C	P, МПа	T, °C	P, МПа	T, °C	P, МПа	T, °C	P, МПа
4,46	3,496	3,7	3,3	3,62	3,256	-	-
-	-	5,21	3,945	5,59	3,981	6,57	4,545
-	-	-	-	7,45	4,794	-	-
8,15	5,388	9,97	6,552	8,88	5,739	11,56	7,906
10,63	7,035	11,28	7,589	12,42	8,704	12,3	8,547

### 2.3 Исследование времени нуклеации газовых гидратов в присутствии парафина

Для изучения влияния парафина на скорость нуклеации газовых гидратов была разработана методика, представленная в разделе 2.3.1. Приготовление модельного раствора нефти производится аналогично как в разделе 2.2.1, подготовка автоклава ГНА 350 аналогично как в разделе 2.2.2. В первую очередь зарождение и образование кристаллогидратов - достаточно стохастический процесс, что вносит дополнительные сложности в изучение механизма гидратообразования [60]. Таким образом, представленная далее методика позволит оценить влияние различного количества парафина в системе нефть-газ-вода на скорость образования газогидратов.

#### 2.3.1 Методика определения времени нуклеации газовых гидратов

Определение времени образования кристаллов газового гидрата является ключевым этапом в изучении кинетики гидратообразования. В настоящем исследовании была разработана методика, позволяющая оценить изменение временных параметров нуклеации гидратов при различных концентрациях парафинов в модельных смесях. Далее представлен алгоритм проведения лабораторного эксперимента [44]:

1. Для поддержания эмульсии и сохранения постоянной степени перенасыщения системы частота оборотов мешалки принимается равной 200 об/мин. Частота сохраняется постоянной на всем протяжении эксперимента.

2. Найденные ранее равновесные точки гидратообразования используются для определения интервалов охлаждения системы. В реакторе устанавливается необходимое давление системы. Затем жидкости и газ внутри реактора охлаждаются с комнатной температуры 22 °C до температуры выше температуры гидратообразования на 1 °C за 1,5 часов.

3. Далее происходит охлаждение системы до температуры ниже температуры гидратообразования на 2-3 °C, в зависимости от требуемых условий. То есть переохлаждение

системы в данном случае достигает 2-3 °С. Охлаждение происходит за 30 мин, далее система готова к выдержке.

4. Система выдерживается при таких условиях 10 часов (данное время может изменяться с получением опытных данных), при которых фиксируется давление, температура, крутящий момент мешалки.

5. При нуклеации давление и температура в системе будет сохраняться. После достижения равновесных условий начнется процесс гидратообразования. Он сопровождается снижением давления, так как газ уходит в молекулы гидрата, резким скачком температуры, так как процесс образования кристаллов гидрата экзотермический.

6. Полученное время нуклеации и образования кристаллов гидрата фиксируется. Далее эксперимент повторяется. Для минимизации влияния стохастических процессов при образовании газовых гидратов проводится 10 экспериментов при одних и тех же условиях.

### 2.3.2 Результаты эксперимента

В ходе проведенных лабораторных экспериментов были получены закономерности времени образования кристаллов гидратов при наличии в системе кристаллов парафинов. Каждый эксперимент проводился в течение суток, что требовало тщательной подготовки и планирования проводимого этапа эксперимента. В ходе экспериментов было установлено несколько закономерностей:

1. Процесс нуклеации и образования кристаллогидратов стохастический, время варьируется от 30 мин, рисунок 2.15, до нескольких часов рисунок 2.14.



Рисунок 2.14 – Определение времени нуклеации газогидрата в первом эксперименте  
(составлено автором)

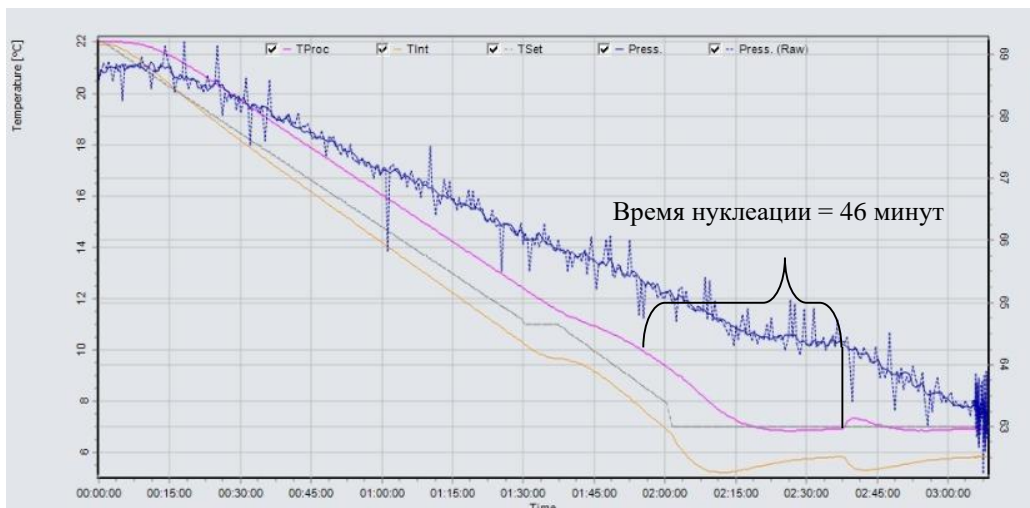


Рисунок 2.15 – Определение времени нуклеации газогидрата в последующем эксперименте  
(составлено автором)

2. Модельная смесь обладает эффектом памяти [85], в результате которого ближайшие эксперименты имеют практически равные промежутки нуклеации. Также эффект памяти способствует более быстрому образованию газогидратов после повторных экспериментов.

3. Уменьшение степени переохлаждения значительно увеличивает период нуклеации газогидратов, так, например, при снижении температуры переохлаждения на 1 °C привело к увеличению времени нуклеации в среднем в 4-5 раз, рисунок 2.16.

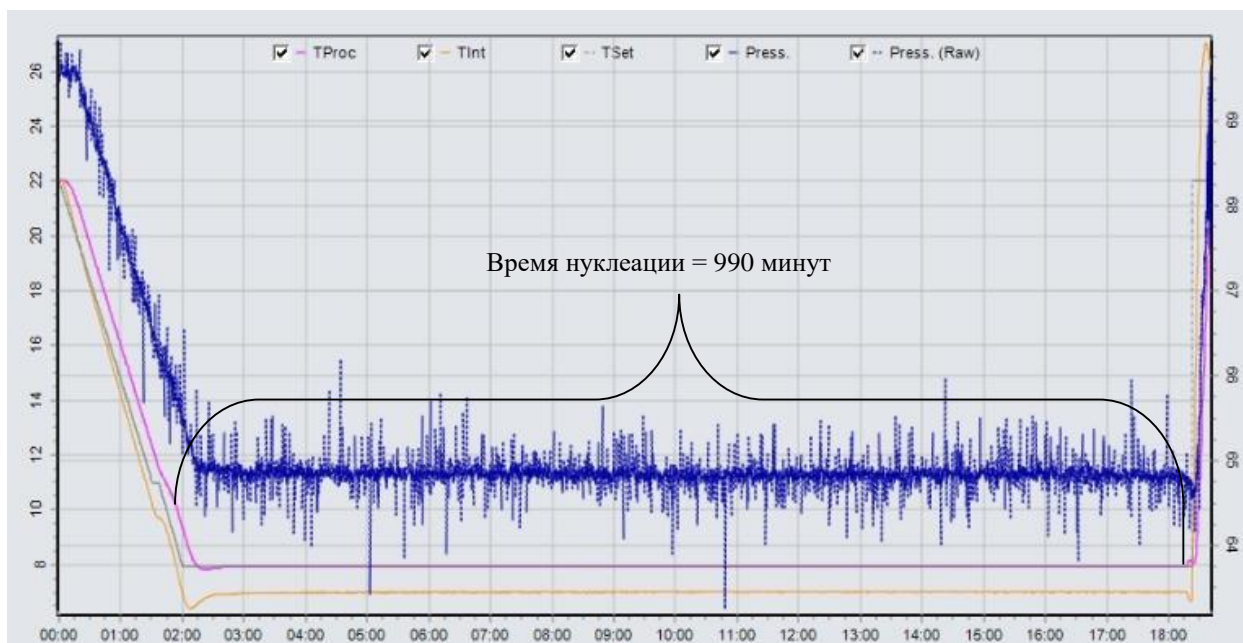


Рисунок 2.16 – Определение времени нуклеации при уменьшении температуры переохлаждения на 1°C (составлено автором)

4. Увеличение содержания парафина в смеси также увеличивает время нуклеации газовых гидратов. Так при 2 % масс. парафина среднее время нуклеации составляет 94 минуты, а для содержания парафина 5 % масс. - 826 минут. Увеличение содержания парафина в смеси снижает массо- и теплоперенос между молекулами гидрата, тем самым препятствуя образованию

крупных агломератов газового гидрата. Данный эффект позволяет учитывать ингибирующие свойства парафина на образование газогидратных отложений при добыче нефти. Результаты двух серий экспериментов представлены в таблицах 2.3 и 2.4.

Таблица 2.3 – Результаты 10 экспериментов с 2 % масс. парафина (по данным автора)

Время образования гидратов	Номер эксперимента									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
от равновесных условий гидратообразования, мин	222	240	32	43	46	35	19	19	239	40

Таблица 2.4 – Результаты 10 экспериментов с 5 % масс. парафина (по данным автора)

Время образования гидратов	Номер эксперимента									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
от равновесных условий гидратообразования, мин	53	240	57	148	2645	1945	27	540	440	2160

Разброс значений в таблице 2.2 и таблице 2.3 связан со случайной природой процесса нуклеации, эффектом памяти и процессами образования кристаллов парафинов. При этом водородные связи молекул воды вокруг гостевой молекулы газа после разрушения гидрата сохраняются и при повторном охлаждении они быстрее образуют ядра кристаллизации, уменьшая период индуктивности [103].

Для качественной оценки влияния парафина перед экспериментом была сформулирована нулевая статистическая гипотеза: «Время нуклеации гидрата для смеси с 2 % масс. парафина равно времени нуклеации гидрата для смеси с 5 % масс. парафина» и р-значение равно 0,05. Статистическая гипотеза была проверена при помощи библиотеки Scipy высокоуровневого языка программирования Python. В результате проверки нулевой гипотезы о равенстве средних генеральных совокупностей индукционных периодов для модельных смесей с 2 % и 5 % масс. парафина в керосине она может быть отвергнута, так как статистическая значимость (p-value) составила 0,035 при выбранном в начале исследования значении 0,05. Из этого следует, что время нуклеации гидрата для смеси с 2 % масс. парафина не равняется (меньше) времени нуклеации гидрата для смеси с 5 % масс. парафина. Можно сделать вывод о том, что парафин является природным кинетическим ингибитором гидратообразования.

#### 2.4 Уточнение алгоритма определения глубины начала образования газовых гидратов в присутствии парафина

В ходе проведенных усовершенствованных экспериментальных исследований образования газовых гидратов в присутствии парафинов было установлено, что парафин замедляет процесс гидратообразования, при его содержании 7 % масс. в модельной смеси время

нуклеации газового гидрата увеличилось на 7,8% (рисунок 2.17). Эти результаты свидетельствуют о том, что парафин, содержащийся в нефти, является природным кинетическим ингибитором гидратообразования в системе нефть-газ-вода. Более подробное описание эксперимента представлено в 3 главе данной работы.

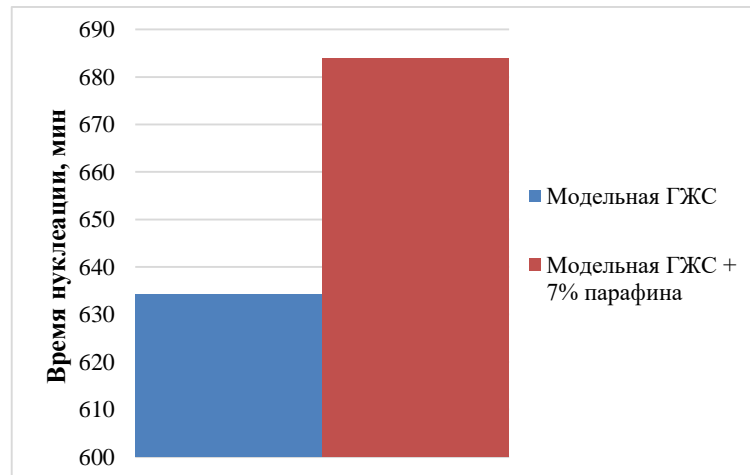


Рисунок 2.17 – Зависимость времени нуклеации газового гидрата от содержания парафина в модельной ГЖС (составлено автором)

Данные закономерности позволяют нам предположить, что используемые модели определения глубины начала гидратообразования могут давать некорректные значения при наличии в потоке частиц парафиновых УВ.

Соответственно, благодаря увеличению времени нуклеации газового гидрата, глубина, на которой они начинают образовываться, снижается, так как ГЖС успевает подняться выше по стволу скважины. Результаты лабораторных исследований позволяют оценить изменение этой глубины через привязку скорости потока и изменения времени нуклеации газогидратов.

Скорость ГЖС определяется как отношение объемного расхода ГЖС через поперечное сечение трубы к площади этого поперечного сечения по формуле 2.18:

$$C_{\text{ГЖС}} = \frac{v + q}{f} \quad (2.18)$$

где  $q$  – объемный расход жидкости,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$v$  – объемный расход газа,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$f$  - площадь внутреннего сечения НКТ,  $\text{м}^2$ .

Объемный расход жидкости  $q$  находится по формуле 2.19:

$$q = \frac{Q}{86400} \quad (2.19)$$

где  $Q$  – дебит исследуемой скважины,  $\text{м}^3/\text{с}$ .

Объемный расход газа  $v$  определяется по формуле 2.20:

$$v = \frac{Q \cdot G}{86400} \quad (2.20)$$

где  $G$  – газовый фактор,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

Таким образом получаем скорость ГЖС в рассматриваемом случае, равную 39,2 м/с.

Зная скорость движения ГЖС и глубину начала гидратообразования, предоставляется возможность определить время прохождения данного участка единичным объемом ГЖС. Таким образом, для скважины с установленным исходным ЭЦН, время прохождения интервала активного гидратообразования до устья составляет  $t_{\text{гидр}} = 7,3$  с.

Далее, учитывая, что время нуклеации увеличивается на 7,8%, время прохождения интервала активного гидратообразования сократится на 7,8%. Получаем,  $t_{\text{гидр,оптим}} = 6,7$  с.

Произведя обратные расчеты, получаем уточненную глубину начала активного гидратообразования, которая равняется  $H_{\text{гидр,оптим}} = 179,5$  м.

Разница с базовой моделью определения гидратообразования составляет  $\Delta H_{\text{гидр}} = 15,2$  м (рисунок 2.18). Глубина начала гидратообразования снизилась на 8,4%. Полученная уточненная глубина начала гидратообразования позволяет сделать вывод, что исходная модель не учитывает вклад парафиновых частиц в процесс гидратообразования, завышая значение глубины начала гидратообразования.

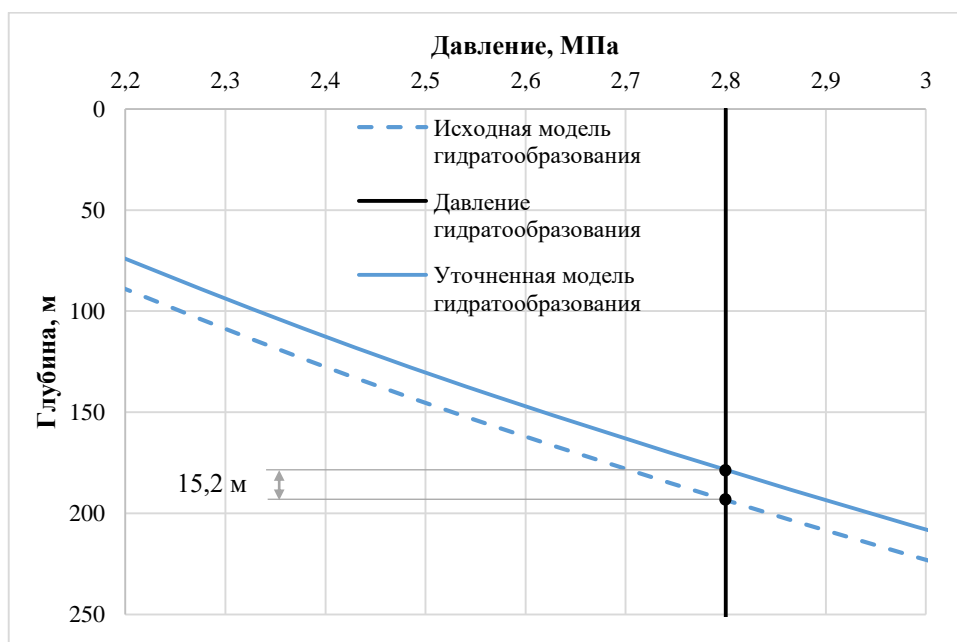


Рисунок 2.18 – Условия гидратообразования для исходной и уточненной модели и давление гидратообразования в исследуемой нефтяной скважине (составлено автором)

На основе экспериментальных данных по времени нуклеации газовых гидратов в средах, содержащих парафиновые частицы, была модернизирована исходная модель расчета глубины начала гидратообразования. Ключевым усовершенствованием стала интеграция в модель кинетического фактора ингибирования, обусловленного присутствием парафинов. Данная уточненная модель принимается в качестве базовой для последующих расчетов.

## 2.5 Выводы к главе 2

1. Представлен алгоритм нахождения глубины начала образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяной скважине, эксплуатируемой с помощью погружных электроцентробежных насосов. Алгоритм, основанный на решении систем обыкновенных дифференциальных уравнений, позволяет прогнозировать глубину начала образования данных отложений при определенных параметрах работы скважинного оборудования. На основе данного алгоритма была разработана авторская программа ЭВМ для расчета термобарических условий в скважине с учетом образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024619314).

2. Были выведены и графически представлены зависимости глубин образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений от параметров скважинного оборудования: глубины спуска насосного агрегата, диаметра штуцера, частоты работы ПЭД, внутреннего диаметра НКТ. При увеличении глубины спуска насосного агрегата и частоты тока глубина начала образования обоих видов отложений уменьшается; уменьшение диаметра проходного сечения штуцера значительно увеличивает глубину образования кристаллогидратов и незначительно снижает глубину образования АСПО; уменьшение внутреннего диаметра НКТ приводит к снижению глубины начала образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений. На основании этих зависимостей даны практические рекомендации по снижению риска образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, оборудованных УЭЦН, еще при подборе режима работы скважины.

3. Представлена методика определения термобарических условий образования газовых гидратов в присутствии парафина в системе нефть-газ-вода. Лабораторные эксперименты проводятся на газогидратном автоклаве высокого давления ГНА 350. В качестве изучаемого флюида используется модельный раствор нефти на основе керосина и растворенного в нем парафина. В результате проведенных по представленной методике лабораторных экспериментов была получена равновесная кривая гидратообразования для систем с содержанием парафина 0 %, 2 %, 5 % и 7 % масс. При разном массовом содержании парафина термобарические условия гидратообразования остаются неизменными. Соответственно, было установлено, что парафиновые УВ в составе нефти не оказывают влияния на равновесные условия образования газогидратов и не являются природными термодинамическими ингибиторами гидратообразования.

4. Представлена методика определения времени нуклеации газовых гидратов в присутствии парафина в системе нефть-газ-вода. Разработанная методика позволяет оценить изменение временных параметров образования зародышей газовых гидратов при различных

концентрациях парафина в модельных смесях. В качестве модельной смеси также использовался раствор керосина с парафином в концентрациях 0 %, 2 %, 5 % и 7 % масс. Было установлено, что процесс нуклеации газогидратов стохастический, и требует применения методов математической статистики, а именно, сформулирована нулевая статистическая гипотеза. В результате обработки результатов двух серий экспериментов с разным содержанием парафина, было сделано заключение, что время нуклеации гидрата для смеси с 2 % масс. парафина меньше времени нуклеации гидрата для смеси с 5 % масс. парафина. Дополнительные лабораторные исследования позволили количественно оценить влияние парафиновых частиц на кинетику нуклеации газовых гидратов – при увеличении содержания парафина в системе до 7 % масс. время нуклеации кристаллогидратов увеличивается до 7,8%. Соответственно, был сделан вывод, что парафиновые УВ в составе нефти являются природными кинетическими ингибиторами гидратообразования.

### ГЛАВА 3 АНАЛИЗ РЕАГЕНТОВ НА ОСНОВЕ ПАВ ПРИ СОВМЕСТНОМ ОБРАЗОВАНИИ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ И ГАЗОГИДРАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

#### 3.1 Экспериментальные исследования влияния ингибиторов на основе ПАВ на процессы гидратообразования и формирования АСПО

Совместное образование газовых гидратов и АСПО представляет собой одну из острых проблем нефтедобычи, особенно в условиях Крайнего Севера [88]. Совместное образование асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений существенно влияет на эффективность работы скважинного оборудования, приводит к снижению продуктивности и увеличивает частоту проведения ремонтных работ [78].

Среди методов предотвращения отложения газовых гидратов на скважинном оборудовании самыми распространенными и эффективными остаются химические реагенты-ингибиторы [51]. Образование газовых гидратов в нефтяных скважинах с высоким газовым фактором было изначальной проблемой, с которой столкнулся оператор-недропользователь рассматриваемого НГКМ. В ходе проведенных научно-исследовательских и опытно-промышленных работ было представлено решение данной проблемы в виде применения раствора на основе метанола в качестве ингибитора гидратообразования. Однако, в ходе дальнейшей эксплуатации добывающего фонда месторождения была обнаружена проблема с формированием уже АСПО и комплексных отложений, включающих кристаллогидраты совместно с асфальтосмолопарафиновыми соединениями в ряде скважин. Таким образом, возникла необходимость совершенствования существующих подходов к предотвращению образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений с учетом новых условий эксплуатации добывающих скважин.

Для более глубокого понимания совместного образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений, а также влияния ПАВ на данные процессы [129], в данной работе рассматривается схема, описывающая ключевые этапы взаимодействия данных химических соединений [83]. На рисунке 3.1 представлена модель, показывающая механизмы зарождения кристаллов гидратов в присутствии ПАВ и АСПО. Установлено, что молекулы ПАВ могут ингибировать образование гидратов за счет изменения поверхностного натяжения и ограничивать их агломерацию. Одновременно частицы АСПО оказывают влияние на массоперенос [86], затрудняя диффузию молекул газа и воды к зоне образования гидрата, замедляя процесс нуклеации газовых гидратов. Однако, данные процессы приводят к усложнению структуры отложений, что делает их более устойчивыми к разрушению [131].

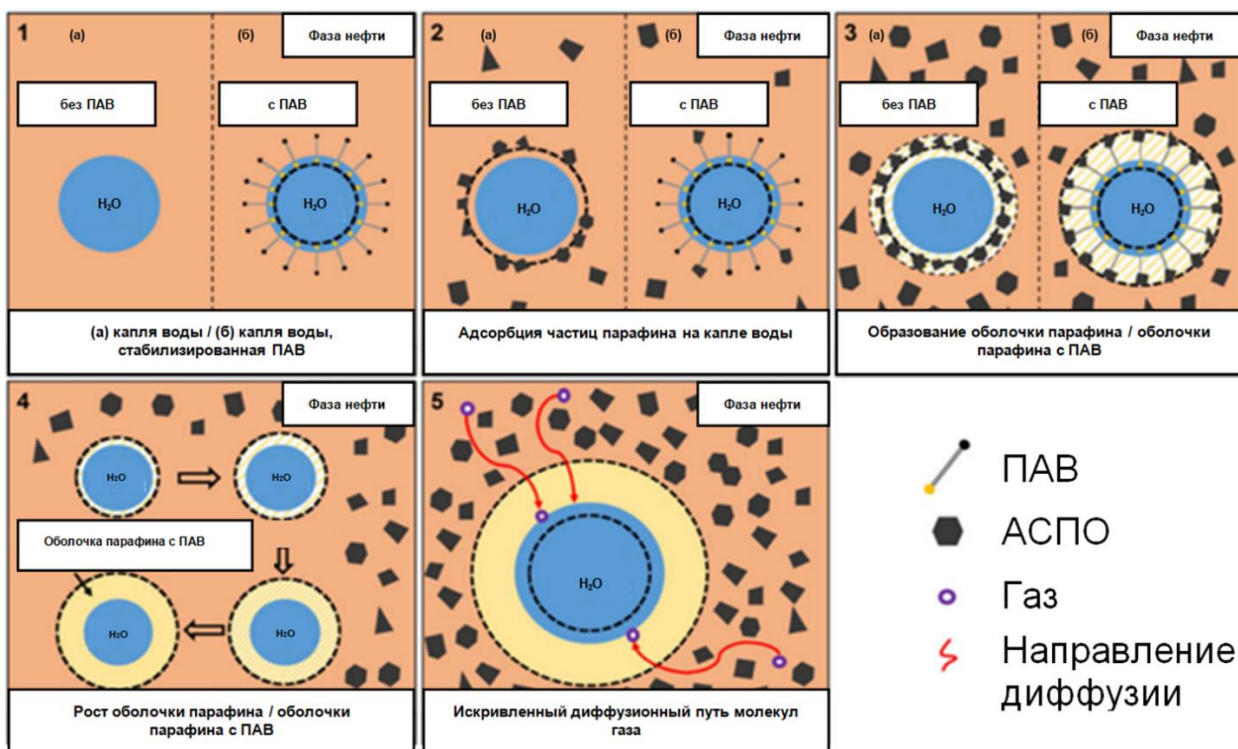


Рисунок 3.1 – Механизм взаимодействия газовых гидратов, АСПО и ПАВ [83]

Экспериментальные исследования проводились с использованием следующих установок: автоклава высокого давления PSL GAS HYDRATE AUTOCLAVE GHA-350, ротационного вискозиметра Rheotest RN 4.1 для определения вязкости исследуемых растворов, системы анализа краевого угла смачивания EASYDROP для изучения молекулярно-поверхностных свойств, прибора для определения температуры помутнения ТПЗ-ЛАБ-22, а также установки "холодный стержень" для моделирования кристаллизации и осаждения парафина [66]. Эти установки позволили воспроизвести условия, приближенные к промышленным, и провести комплексное исследование процессов взаимодействия ПАВ с газовыми гидратами и АСПО.

### 3.2 Описание исследуемых химических реагентов на основе ПАВ

В качестве исследуемых реагентов представлена линейка ингибиторов-модификаторов диспергирующего действия, которые наиболее часто применяются в нефтегазодобывающих управлениях рассматриваемой компании для предотвращения образования АСПО, таблица 3.1. Подбор ингибиторов также обусловлен физической возможностью получения образцов для проведения исследований в рамках кандидатской диссертации.

#### Ингибитор парафиноотложений комплексного действия АЗОЛ 4010 марка А

Ингибиторы АСПО марки «Азол» представляют собой раствор поверхностно-активных соединений различной природы (классические ПАВ, а также олигомерные/смолянистые модификаторы) в смеси органических растворителей в жидкой товарной форме готовой к применению.

Таблица 3.1 – Химические реагенты, представленные в диссертационном исследовании (по данным автора)

№	Описание реагента	Название реагента	Производитель	ТУ
1	Ингибитор парафиноотложений комплексного действия	АЗОЛ 4010 марка А	ОАО «Котласский химический завод»	ТУ 2458-116-00205423-2014 изм 1-3
2	Ингибитор парафиноотложений комплексного действия	СНПХ-7941М	АО «НИИнефтепромхим»	ТУ 2458-318-05765670 с изм. 1-8
3	Ингибитор АСПО	ИТПС 04Д	НЦ «Интехпромсервис»	ТУ 2458-003-27913102-2003
4	Реагент для борьбы с АСПО	Dewaxol 7201	ООО «Миррико»	ТУ 2458-010-94296805-2008
5	Ингибитор парафиноотложения моющего действия	ФЛЭК-ИП-106	ООО «ФЛЭК»	ТУ 20.59.42-044-24084384-2019
6	Ингибитор парафиноотложений	Ипроден П-2 марка А	«Экспериментальный завод «Нефтехим»	ТУ 2458-005-45305665-2007 с изм. 1-10

#### **Ингибитор парафиноотложений комплексного действия СНПХ-7941М**

Ингибитор комплексного действия СНПХ-7941 разработан для защиты нефтепромыслового оборудования от формирования АСПО.

Основные характеристики реагента:

- эффективная профилактика АСПО в скважинном оборудовании;
- выраженные деэмульгирующие свойства;
- ингибирование коррозионных процессов;
- отличные диспергирующие характеристики.

Выпускается двух марок: СНПХ-7941 и СНПХ-7941М. Характеристика ингибитора представлена в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные характеристики СНПХ-7941М (по данным автора)

Марка	СНПХ-7941 (СНПХ-7941М)
Агрегатное состояние	Жидкость от бесцветного до коричневого цвета
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup> , в пределах	850-940
Температура застывания, °С, не выше	минус 40

По степени воздействия на организм человека СНПХ-7941 относится к умеренно-опасным веществам 3 класса опасности.

#### **Ингибитор АСПО ИТПС 04Д**

Реагент ИТПС-04 – это специализированная композиция, состоящая из следующих компонентов:

- полимерная основа;
- комплекс ПАВ;
- растворитель (в зависимости от марки продукта): углеводородный растворитель; водно-органический растворитель.

Реагент ИТПС-04 выпускается в виде семи марок: А, Б, Э, В, К, Д, Н, применяется в технологиях постоянного дозирования, для периодических обработок, для очистки оборудования скважин от АСПО, в качестве моющего комплекса поверхностно-активных соединений при обработке нефтяного пласта.

#### **Реагент для борьбы с АСПО Dewaxol 7201**

Dewaxol 7201 представляет собой химическую композицию на основе неионогенных ПАВ и специальных полимерных соединений, которые растворены в органической среде (спирте). Dewaxol 7201 является модификатором кристаллов парафинов в центрах кристаллизации и предотвращает их дальнейший рост. Важным преимуществом состава являются его диспергирующие характеристики, которые обеспечивают эффективный вынос мелких агломератов парафиновых отложений вместе с потоком добываемой жидкости.

Химический состав продукта:

- метанол в концентрациях 45-60 % массовых;
- блоксополимер оксида пропилена с оксидом этилена и диаминэтаном в концентрации 40-55 % массовых.

Физико-химические показатели: продукт – однородная жидкость от светло- до темно-коричневого цвета со слабым запахом. Плотность продукта 0,80-1,02 г/см<sup>3</sup> при температуре 20 °С. Растворим в воде и нефти. Температура кипения 65-82 °С. Температура вспышки в закрытом тигле 11-15 °С. Температура воспламенения 14-17 °С. Температура самовоспламенения 406-413 °С. Кинематическая вязкость продукта не более 50 мм<sup>2</sup>/с при температуре 20 °С. Температура застывания не выше 15 °С.

#### **Ингибитор парафиноотложения моющего действия ФЛЭК-ИП-106**

Моющие ингибиторы - применяются для предотвращения АСПО на поверхности нефтепромыслового оборудования и в качестве антигидратных реагентов. ФЛЭК-ИП-106 реагент с деэмульгирующим, диспергирующим АСПО и гидрофилизующим металлические поверхности действием.

#### **Ингибитор парафиноотложений Ипроден П-2 марка А**

Ингибитор парафиноотложений Ипроден П-2 представляет собой смесь ПАВ в смеси растворителей. Предназначен для предотвращения образования АСПО на нефтепромысловом оборудовании и трубопроводах при добыче и транспортировке нефти.

Марка А предназначена для растворения АСПО широкого состава с высокими растворяющими и диспергирующими свойствами. Температура застывания =  $-50^{\circ}\text{C}$ .

### **3.3 Методология лабораторных исследований влияния ингибиторов АСПО на процессы образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений**

В данном исследовании использовалась модельная жидкость, состоящая из авиационного керосина ТС-1 (ГОСТ 10227-86) с добавлением парафина П-2 (ГОСТ 23683-89) в массовой концентрации равной 7 %. Данный раствор имитировал высокопарафинистую маловязкую нефть. Для изучения ингибирующих свойств применялись химический реагент, представляющий собой смесь ПАВ и других присадок. Данные ингибиторы обладают диспергирующими и модифицирующими свойствами и предназначены для предотвращения образования АСПО. В качестве газа для экспериментов использовался метан.

Экспериментальные исследования проводились с использованием следующих установок:

1. Прибор для определения температуры помутнения ТПЗ-ЛАБ-22. Прибор позволяет с высокой точностью определять температурные границы начала кристаллизации парафинов в модельных растворах.

2. Ротационный вискозиметр Rheotest RN 4.1. Прибор предназначен для измерения вязкости жидких систем при различных температурных режимах. Он позволяет изучать реологические свойства модельных жидкостей с высокой точностью, фиксируя изменения вязкости в зависимости от содержания ингибиторов и температуры.

3. Система анализа краевого угла смачивания EASYDROP. Установка используется для анализа краевого угла смачивания и поверхностного натяжения на разделе фаз, что позволяет оценить поверхностные свойства модельных жидкостей и их взаимодействие с материалами нефтепромыслового оборудования. Устройство оснащено камерой высокого разрешения и программным обеспечением для анализа изображений.

4. Установка "холодный стержень". Эта установка предназначена для исследования процессов осаждения АСПО. Она включает в себя металлический стержень, охлаждаемый до заданной температуры, и систему вращения образцов, имитирующую условия движения жидкости в трубопроводах. "Холодный стержень" позволяет фиксировать количество и структуру осажденных отложений методом гравиметрического анализа.

5. Автоклав высокого давления PSL GAS HYDRATE AUTOCLAVE GHA-350. Автоклав представляет собой герметичный реактор, позволяющий моделировать термобарические условия

гидратообразования, характерные для нефтегазовых скважин. Установка оснащена системой контроля температуры (от -10 до +60 °С) и давления (до 35 МПа), а также мешалкой с регулируемой скоростью вращения (до 800 об/мин), что позволяет исследовать кинетику гидратообразования и растворения.

Для всех экспериментов соблюдались условия, максимально приближенные к промышленным, что включало поддержание специфических термобарических условий в системах.

### **3.3.1 Методика приготовления растворов для экспериментов**

Приготовление модельного раствора нефти с содержанием парафина 7 % масс. производится аналогично описанному в разделе 2.2.1

#### **Методика приготовления водного раствора ингибитора АСПО необходимой концентрации**

1. Отбирается 250 г воды в соответствующую тару.
2. Рассчитывается необходимая масса ингибитора для приготовления его водного раствора с требуемой массовой концентрацией по формуле 2.17.

### **3.3.2 Методика определения низкотемпературных свойств модельной нефти на ТПЗ-ЛАБ-22**

Важнейшими показателями, которые определяют поведение нефти и нефтепродуктов при эксплуатации, являются их низкотемпературные характеристики. К ним относятся:

- температура помутнения;
- температура насыщения нефти парафином;
- температура застывания.

Температура помутнения – это наивысшая температурная отметка, при достижении которой топливо утрачивает свою прозрачность при визуальной оценке в проходящем световом потоке.

В нашем случае температура помутнения необходима для проведения дальнейших испытаний на «холодном стержне». В данном случае температура помутнения берется как эквивалент температуре насыщения нефти парафином в рассматриваемой смеси. Для определения температуры помутнения использовался автоматический аппарат ТПЗ-ЛАБ-22, который предназначен для проведения классического анализа по определению температуры помутнения, потери текучести и застывания нефтепродуктов в соответствии со стандартами ГОСТ 20287 (методы А и Б), ГОСТ 5950, EN 23015, ISO 3015, ISO 3016, IP 15, ASTM D2500, ASTM D 97.

Эксперимент по определению температуры помутнения проводился следующим образом, в соответствии со стандартами ГОСТ 20287 (метод А) и ATSM D2500:

1. Отбиралось необходимое количество модельной смеси.

2. Пробирка с подготовленной смесью помещалась в установку ТПЗ-ЛАБ-22. Герметизация измерительного оборудования, включая источник лазера и термометры, обеспечивала минимизацию внешних воздействий, рисунок 3.2.



Рисунок 3.2 – Емкость с модельной смесью, установленная в установку ТПЗ-ЛАБ-22  
(фото автора)

3. На установке задавались стандарты проведения эксперимента (ASTM D2500 для температуры помутнения и ГОСТ 20287 для температуры застывания). Шаг изменения температуры устанавливался на уровне 1 °С для повышения точности измерений.

4. Результаты фиксировались автоматически, данные экспортировались в формат Excel для дальнейшего анализа.

5. По завершении эксперимента емкость с раствором извлекалась из установки. На этом этапе визуально фиксировалась мутность исследуемой смеси, соответствующая началу кристаллизации парафинов, рисунок 3.3.



Рисунок 3.3 – Образование кристаллов парафина в модельной смеси (фото автора)

### 3.3.3 Методика определения температуры насыщения нефти парафином на ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1

С помощью ротационного реометра Rheotest RN 4.1 в комплекте с Пельтье термостатированием образца с общим температурным диапазоном  $-10...+180$  °С возможно определение для нефти / нефтяных эмульсий (актуальный температурный диапазон  $-10...+90$  °С) следующих реологических параметров:

- вязкость структурированной нефти / нефтяных эмульсий, то есть зависимость эффективной вязкости от градиента скорости или напряжения сдвига (кривая вязкости)
- зависимость напряжения сдвига от градиента скорости (кривая текучести)
- предел текучести (возобновление потока)
- температура насыщения нефти парафином для оценки температурных границ, в которых возможна транспортировка сырой нефти
- исследование влияния химических реагентов (например, депрессорных присадок)
- явление тиксотропии, определение площади петли гистерезиса
- зависимость эффективной вязкости нефтяных эмульсий от содержания водной фазы и другое.

Использование Rheotest RN 4.1 в данном исследовании направлено на мониторинг изменений вязкости исследуемого образца при постепенном понижении температуры. При начале кристаллизации парафина в исследуемой среде происходит резкое увеличение ее вязкости. Данный процесс регистрируется прибором посредством отслеживания изменений крутящего момента, создаваемого вращающимся ротором.

Методика проводимого эксперимента:

1. На первом этапе подготавливалась терморубашка с вмещающей емкостью. Для измерений подбиралась цилиндрическая измерительная система, обеспечивающая точный расчет вязкости смеси. Выбор вращающейся цилиндрической насадки реометра осуществлялся на основе предполагаемого диапазона динамической вязкости исследуемой жидкости и требуемой скорости сдвига.

2. Проба модельной нефти отбиралась в необходимом объеме и помещалась во внешний неподвижный цилиндр измерительной системы.

3. Устанавливалась и фиксировалась измерительная система "цилиндр-цилиндр" в терморубашке прибора Rheotest RN 4.1.

4. Проба в измерительной системе подвергалась термостатированию до начальной температуры, превышающей предполагаемую температуру насыщения нефти парафином на  $10$  °С.

5. Устанавливались параметры скорости сдвига, соответствующие реологическим характеристикам исследуемой жидкости.

6. Значения динамической вязкости автоматически фиксировались с заданным временным шагом. Интервалы термостатирования варьировались от 5 до 10 минут в зависимости от величины температурного шага.

7. Определение температуры насыщения нефти парафином осуществлялось графическим методом, путем анализа зависимости вязкости от температуры. Точка резкого увеличения вязкости интерпретировалась как температура насыщения нефти парафином.

### 3.3.4 Методика исследования влияния концентрации растворов ПАВ на межфазное натяжение на границе «вода – модельная нефть»

Объектом исследования в работе являлись шесть ингибиторов АСПО: АЗОЛ 4010 марка А, СНПХ-7941М, ИТПС-04Д, ФЛЭК-ИП-106, Ипроден П-2 марка А, Dewaxol 7201.

Для начала оценивалась растворимость и стабильность раствора ингибиторов в воде и керосине. Методика эксперимента:

1. Отбиралось 50 мл растворителя – керосина или воды.
2. Отбиралось 5 мл каждого ингибитора и наливалось в емкость с растворителем.
3. 12 емкостей перемешивалось по 1 мин, прогревалось при температуре 40 °С и оставлялось в темном помещении при комнатной температуре
4. Через сутки фиксировался результат, он представлен в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты эксперимента на растворимость (по данным автора)

Наименование ингибитора	Растворитель	
	Вода	Керосин
АЗОЛ 4010 марка А	Да	Нет
СНПХ-7941М	Да	Нет
ИТПС-04Д	Да	Нет
ФЛЭК-ИП-106	Да	Нет
Ипроден П-2 марка А	Да	Нет
Dewaxol 7201	Да	Да

Все ингибиторы водорастворимые, что в нашем случае позволяет оценивать их эффективность с помощью метода падающей капли. Также плюсом дополняется то, что все ингибиторы могут оказывать влияние на процесс гидратообразования, так как взаимодействуют непосредственно с водой, вместиелем молекул газа при образовании кристаллогидратов.

Для последующих исследований использовался автоматизированный прибор EASYDROP (KRUSS), способный по анализу формы капли или измерению краевого угла смачивания определять межфазное натяжение на разделе двух фаз. Управление осуществляется через специализированное программное обеспечение KRUSS ADVANCE [14].

Методика проводимого эксперимента [21]:

### 1. Подготовка растворов ПАВ:

- в дистиллированной воде готовились растворы с различными концентрациями ПАВ (0,01%; 0,025%; 0,05%; 0,075%; 0,1%; 0,25%; 0,5% и 2%). Реальные концентрации могли отличаться от расчетных из-за сложности точного дозирования.

- образцы перемешивались в течение 30 минут на магнитной мешалке с использованием магнитного якоря.

- для исследования межфазного натяжения также готовился 7 %-ный раствор парафина в керосине, использовавшийся как модельная нефть.

### 2. Подготовка образца к измерению:

- шприц, оснащенный винтовым дозирующим механизмом, заполнялся раствором ПАВ и устанавливался в измерительную систему прибора EASYDROP.

- кончик шприца полностью погружался в образец модельной нефти.

- позиционирование обеспечивалось в зоне видимости встроенной видеокамеры.

### 3. Образование капли и регистрация данных:

- при вращении регулировочного винта происходило дозирование раствора ПАВ и образовывалась висючая капля.

- программное обеспечение автоматически анализировало форму капли и рассчитывало межфазное натяжение.

- проводилось три замера, после чего вычислялось среднее значение межфазного натяжения.

### 4. Обработка данных:

- на основании полученных значений межфазного натяжения строился график зависимости межфазного натяжения от логарифма концентрации ПАВ.

- эффективная концентрация ингибитора определялась по точке перегиба на построенном графике [12]. Под эффективной концентрацией понимается наименьшая концентрация ингибитора, при которой достигается максимальный эффект ингибирования.

На графике (рисунок 3.4) представлена зависимость межфазного натяжения на границе раздела «вода – модельная нефть» от массовой концентрации ПАВ в воде. После проведения перерасчета концентраций исследуемого раствора ПАВ был получен график (рисунок 3.5), демонстрирующий, что для данных экспериментальных условий значение эффективной концентрации равняется 0,077 % масс.

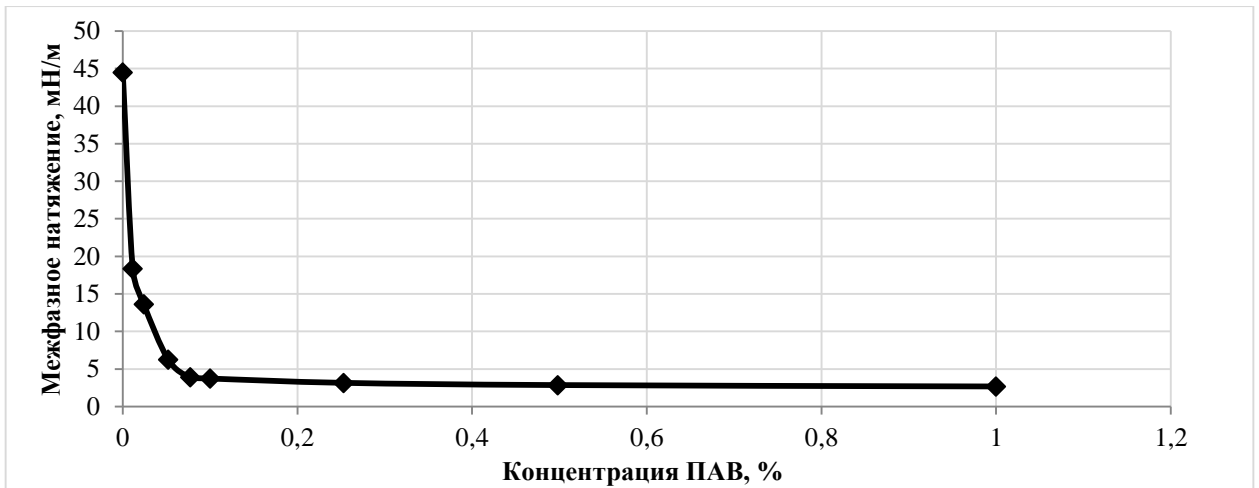


Рисунок 3.4 – Зависимость межфазного натяжения на границе раздела «водный раствор ПАВ – модельная нефть» от массовой концентрации ПАВ в воде (составлено автором)

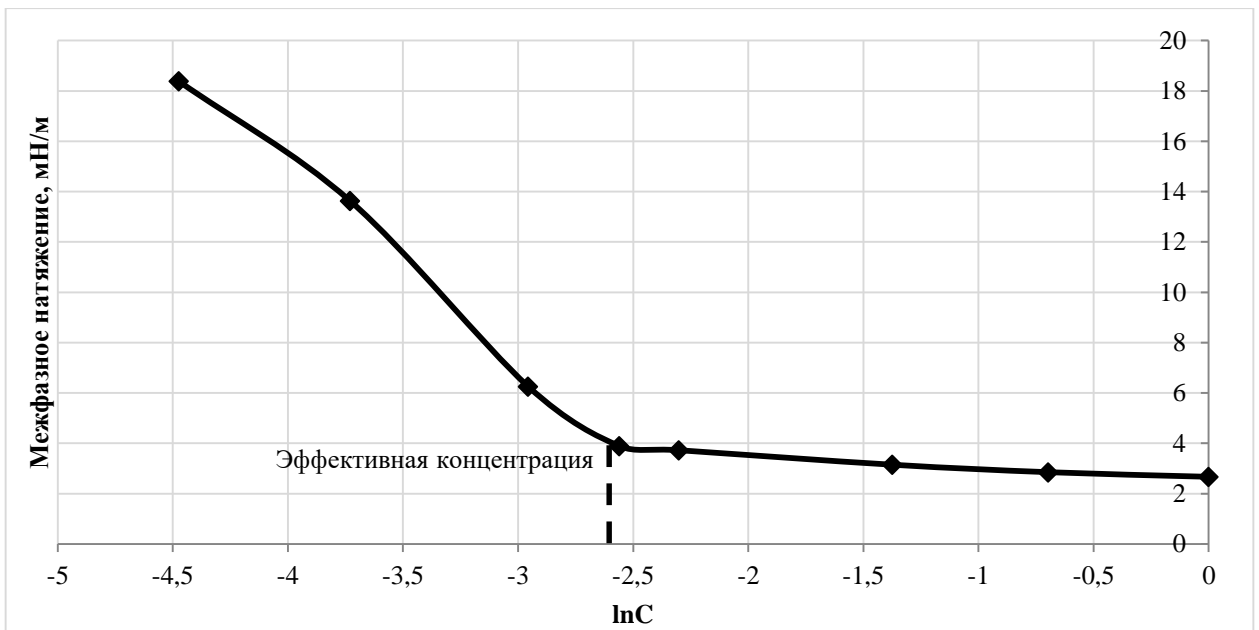


Рисунок 3.5 – Зависимость межфазного натяжения на границе раздела «водный раствор ПАВ – модельная нефть» от натурального логарифма массовой концентрации ПАВ в воде (составлено автором)

### 3.3.5 Методика исследования эффективной концентрации ингибиторов АСПО методом «холодного стержня»

Для определения ингибирующей способности выбранных химических составов и выявления наиболее эффективной марки проводится тестирование методом «холодного стержня».

Экспериментальная установка состоит из следующих элементов:

- основной элемент – сосуд (стакан);
- в крышку сосуда вмонтирован «холодный стержень» (ХС) – медная трубка особой V-образной формы;

- крышка с интегрированной системой для подачи и отвода охлаждающего агента с дополнительной теплоизоляцией;
- лабораторный термостат с антифризом, поддерживающий постоянную температуру «холодного стержня»

Методика эксперимента:

1. В стакан наливают исследуемую жидкость в количестве 230 мл для оптимального расположения всех составляющих установки. Для достижения необходимой обводненности продукции в 10% и введения в систему выбранных ингибиторов Ипроден П-2 марки А и Dewaxol 7201 в систему набиралось 23 мл воды и 207 мл модельной нефти. В воде растворялось необходимое количество ингибитора, определяемое по формуле 2.17.

2. На дно стакана устанавливается магнитное перемешивающее устройство, после чего стакан герметично закрывается крышкой со встроенным в нее «холодным стержнем» и размещается на магнитной мешалке с функцией нагрева. Далее создается необходимый температурный градиент между элементами системы: температура исследуемой жидкости в стакане поддерживается на 5 °С выше температуры насыщения нефти парафином, в то время как температура «холодного стержня» устанавливается на 5 °С ниже этого значения [15]. Благодаря разнице температур происходит осаждение парафиновых УВ на поверхности «холодного стержня» (рисунок 3.6).



Рисунок 3.6 – Отложения парафина на «холодном стержне» (фото автора)

3. Опытным путем, длительность эксперимента была выбрана – 2 часа. Предварительно перед каждым экспериментом система термостабилизировалась 30 минут при необходимой температуре. Температура стержня составляла 14 °С, а температура жидкости составляла 24 °С, так как температура насыщения модельной нефти парафином составляла 19 °С.

4. Во время эксперимента состав размешивался при скорости вращения мешалки равной 900 об/мин. Вращение обеспечивало приближение условий к турбулентному режиму в исследуемой скважине, а также перемешивание разных слоев модельной нефти для равномерного нагрева.

5. По завершении эксперимента температурный режим «холодного стержня» устанавливается на отметке 30 °С, после чего в течение 15–20 минут происходит естественный сток остаточных объемов модельной нефти. Затем образовавшиеся отложения удаляются одним из двух способов: механическим соскабливанием либо методом смывания органическим растворителем с последующим выпариванием растворителя. Полученные отложения помещаются в предварительно взвешенную емкость, после чего производится расчет массы отложений относительно изначального расчета.

6. Для подтверждения достоверности полученных результатов и вычисления среднего значения массы отложений на поверхности «холодного стержня» эксперимент воспроизводится три раза.

### **3.3.6 Методика исследования гидратообразования в присутствии парафина и ингибитора АСПО на основе ПАВ**

В работе производится оценка влияния парафина и ингибитора АСПО на основе ПАВ на кинетику и термодинамику процесса образования гидратов метана  $\text{CH}_4$ . Эксперимент является дополнением предыдущего исследования, в котором изменялось массовое содержание растворенного парафина, тем самым устанавливалась зависимость между условиями образования кристаллогидратов и количеством парафина в системе. Данный эксперимент заключается уже в оценке условий гидратообразования при наличии в системе парафина и ингибитора АСПО в определенных концентрациях. Мысль об исследовании данного эффекта заключалась в том, что: во-первых, ПАВ увеличивают время нуклеации кристаллогидратов, адсорбируясь на поверхности зародышах газогидратов; во-вторых, в составе рассматриваемых ингибиторов-модификаторов АСПО диспергирующего действия имеется метиловый спирт (метанол), который влияет на термобарические условия гидратообразования.

Эксперимент состоит из трех этапов [95]:

1. В автоклаве исследуются условия гидратообразования при наличии в системе только воды и керосина;
2. Второй раз эксперимент проводился с модельной нефтью, состоящей из керосина и 7% парафина, с добавлением чистой воды;
3. Заключительный этап состоит в исследовании системы, состоящей из модельной нефти и раствора ингибитора АСПО определенной концентрации.

Все эксперименты проводятся при моделировании обводненности исследуемого объекта, равной 10 %. То есть содержание растворов воды / керосина составляет 10 / 90.

Ниже приведена последовательность проведения лабораторного эксперимента:

1. Этап предварительной подготовки:

- осуществлялся нагрев экспериментальной системы до температуры 22 °С. Поддерживался заданный температурный режим в течение 2 часов при скорости вращения 200 об/мин [81].

- для нейтрализации «эффекта памяти» газового гидрата производилось кратковременное перемешивание в течение 5 минут при увеличенной частоте вращения 500 об/мин.

#### 2. Этап стабилизации системы:

- выполнялось охлаждение системы до температуры, превышающей равновесную на 1 °С (в конкретном случае до 11 °С)

- обеспечивалась выдержка при данной температуре в течение 2 часов для достижения стабильного состояния системы

#### 3. Переохлаждение:

- охлаждение автоклава осуществлялось со скоростью 0,5 °С в час, начиная с 11 °С и заканчивая 3 °С. Ограничение в 3 °С обусловлено технологическими характеристиками установки.

#### 4. Фиксация данных:

- время и температура переохлаждения фиксировались относительно равновесной температуры гидратообразования. Момент гидратообразования определялся по скачку температуры в системе, вызванному экзотермичностью процесса.

- дополнительно велась видеофиксация гидратообразования.

#### 5. Повторность экспериментов:

- для получения усредненных значений времени нуклеации и температуры переохлаждения эксперимент повторялся пять раз.

Эксперименты, проведенные для трех модельных систем, позволили установить влияние парафина и ингибитора АСПО на гидратообразование. Полученные данные служат основой для разработки методов управления процессом образования гидратов в реальных условиях эксплуатации.

Разработанные и примененные экспериментальные методики, включая исследование степени переохлаждения и моделирование различных систем в автоклаве, позволили оценить влияния парафина и ингибиторов АСПО на процессы гидратообразования. Эти данные станут основой для разработки технологии предотвращения формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах на месторождениях высокопарафинистой малосмолистой нефти.

### 3.4 Результаты исследований ингибиторов-модификаторов АСПО диспергирующего действия на процессы гидратообразования и формирования АСПО

В данном разделе представлены результаты экспериментальных исследований, направленных на изучение влияния парафина и ингибиторов АСПО на процессы гидратообразования и образования АСПО.

Первый этап исследований включал определение низкотемпературных характеристик модельных жидкостей на приборе ТПЗ-ЛАБ-22. Во-первых, был получен график зависимости потери текучести от температуры раствора (рисунок 3.7).

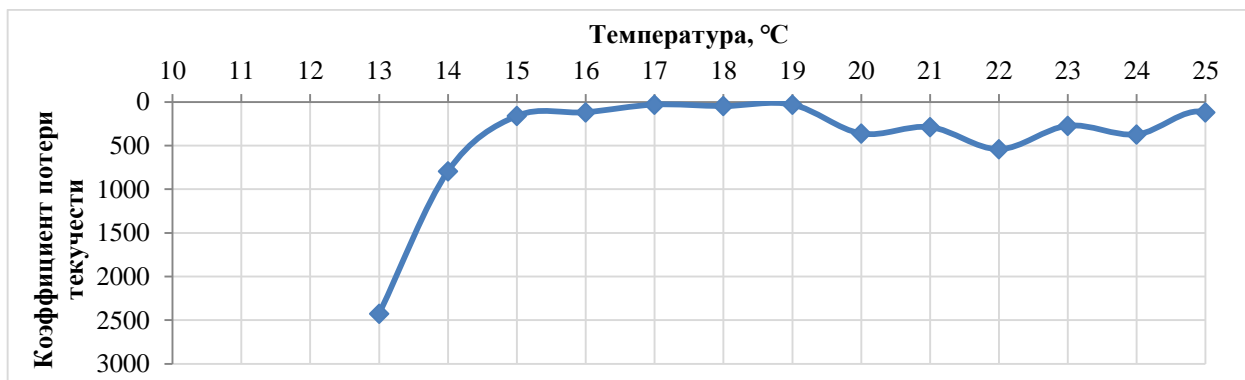


Рисунок 3.7 – Зависимость коэффициента потери текучести от температуры раствора (составлено автором)

Температура потери текучести составила 14°C, а температура застывания раствора 13°C. Результаты были определены автоматически оборудованием. Данные значения не несут важной составляющей для нашего исследования, так как снижения текучести или вообще застывания продукции допустить нельзя.

Во-вторых, в рамках эксперимента было получена температура помутнения раствора, эквивалентная температуре насыщения нефти парафином. График зависимости коэффициента отражения (он характеризует температуру помутнения) от температуры раствора представлен на рисунке 3.8.

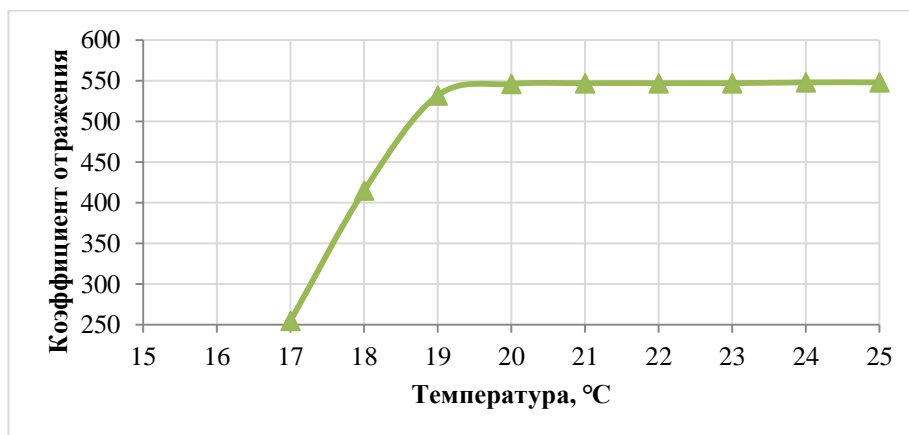


Рисунок 3.8 – Зависимость коэффициента отражения от температуры раствора (составлено автором)

В итоге, после анализа графика был сделан вывод, что **температура насыщения модельной нефти парафином составляет 19°C.**

Дополнительно было проведено реологическое исследование модельной смеси на Rheotest RN 4.1. Результаты экспериментов представлены на рисунках 3.9 и 3.10.

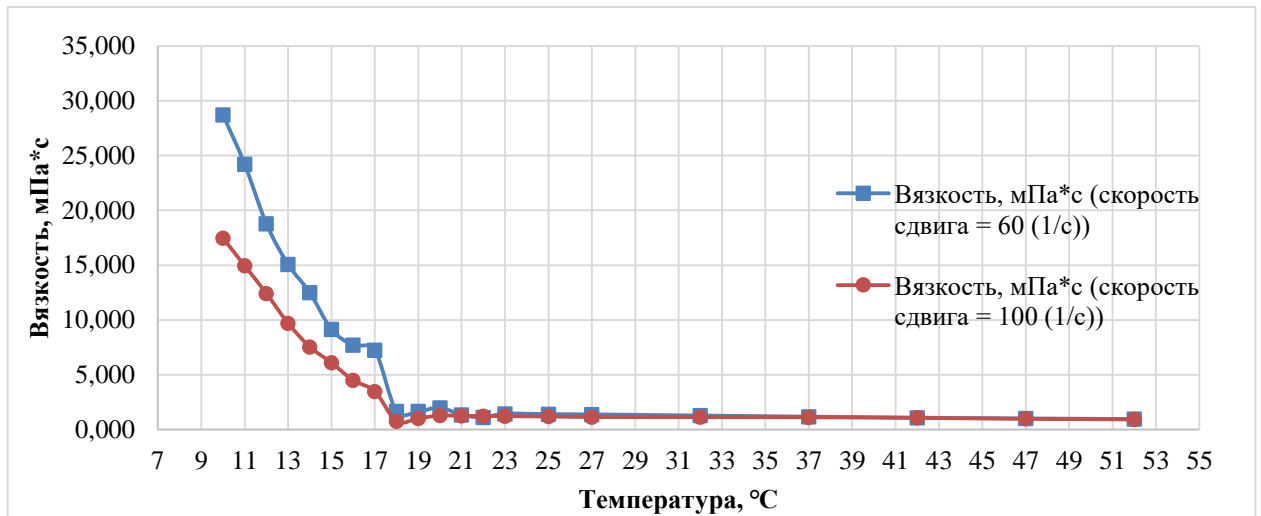


Рисунок 3.9 – Зависимость вязкости модельной нефти (керосин + 7 % парафина) от температуры (1 эксперимент) (составлено автором)

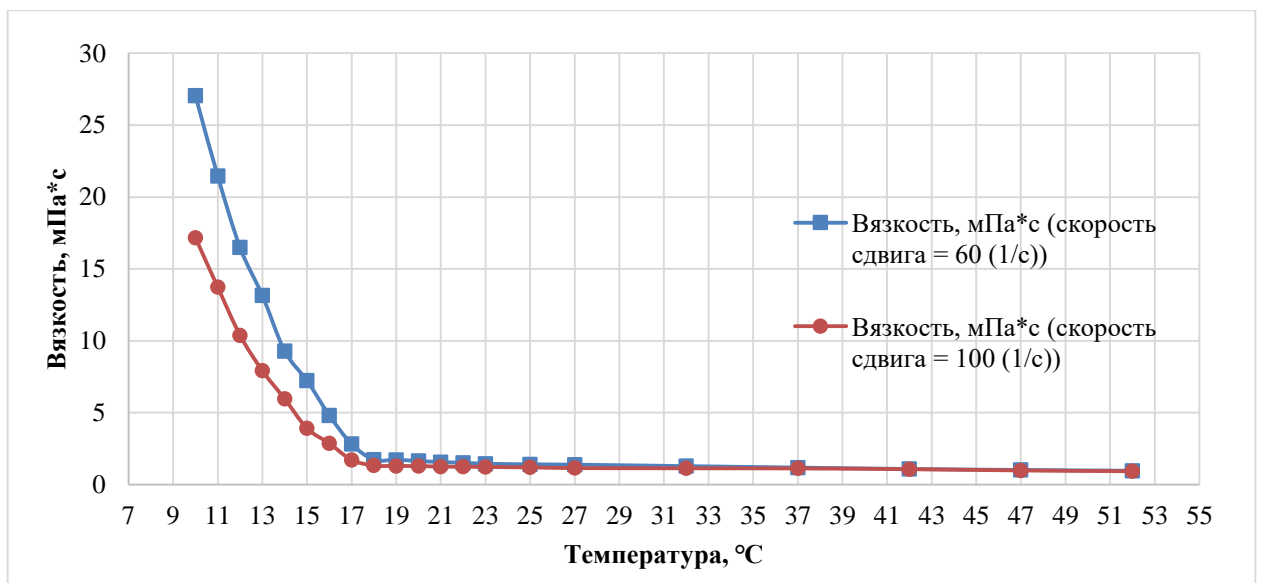


Рисунок 3.10 – Зависимость вязкости модельной нефти (керосин + 7 % парафина) от температуры (2 эксперимент) (составлено автором)

В результате обработки графиков был сделан вывод, что **температура насыщения модельной нефти парафином составляет 19 °C.** Сходимость результатов позволяет нам выбрать значение температуры насыщения нефти парафином, равной 19 °C, для дальнейших исследований на «холодном стержне»

Для исследования межфазных взаимодействий между модельной нефтью и раствором ингибитора АСПО был проведен эксперимент с использованием прибора EASYDROP. Результаты позволили определить оптимальную концентрацию ингибитора, при которой

наблюдается наиболее выраженный эффект стабилизации системы, что имеет важное значение для предотвращения образования отложений.

Полученные в ходе исследования данные были систематизированы и представлены в таблице 3.4. Кроме того, на основе результатов измерений был построен график, демонстрирующий зависимость поверхностного натяжения от концентрации ПАВ в водной среде (рисунок 3.11).

Таблица 3.4 – Результаты измерения межфазного натяжения на границе «водный раствор ПАВ – модельная нефть» при различных концентрациях ПАВ (по данным автора)

Марка ПАВ	Концентрация ПАВ (масс.), %	$\sigma_1$ , мН/м	$\sigma_2$ , мН/м	$\sigma_3$ , мН/м	$\sigma$ (среднее), мН/м
АЗОЛ 4010 марка А	0	44,16	44,22	45,1	44,49
	0,012	26,61	26,72	26,42	26,58
	0,0258	16,3	18,61	17,45	17,45
	0,055	11,76	11,43	11,98	11,72
	0,078	10,23	10,88	10,66	10,59
	0,1	10,75	10,46	9,15	10,12
	0,25	8,22	8,3	8,63	8,38
	0,5	5,3	5,39	5,05	5,25
	1	2,98	2,75	3,36	3,03
СНПХ- 7941М	0	44,16	44,22	45,1	44,49
	0,012	38,82	37,7	35,05	37,19
	0,0254	24,14	24,13	24,46	24,24
	0,0493	20,16	20,74	22,29	21,06
	0,077	18,06	18,88	19,61	18,85
	0,1	16,56	18,19	16,71	17,15
	0,25	12,25	13,12	12,5	12,62
	0,5	11,65	10,71	10,24	10,87
	1	6,8	7,51	6,51	6,94
ИТПС-04Д	0	44,16	44,22	45,1	44,49
	0,012	36,51	34,53	34,78	35,27
	0,0255	32,07	32,36	33,57	32,67
	0,049	25,82	23	24,18	24,33
	0,076	18,93	19,19	18,44	18,85
	0,1	16,21	14,57	16,58	15,79
	0,253	11,04	11,62	11,89	11,52
	0,5	9,9	9,23	9,57	9,57
	1	9,09	8,33	8,47	8,63
ФЛЭК-ИП- 106	0	44,16	44,22	45,1	44,49
	0,0115	15,81	16,25	15,91	15,99
	0,024	12,53	12,59	12,25	12,46
	0,0517	11,55	11,66	11,38	11,53
	0,078	10,82	10,92	10,96	10,90
	0,1	9,88	10,15	9,69	9,91
	0,252	8,95	8,29	8,76	8,67
	0,498	8,41	6,91	6,95	7,42
	1	7,34	7,15	6,98	7,16

Продолжение таблицы 3.4

Марка ПАВ	Концентрация ПАВ (масс.), %	$\sigma_1$ , мН/м	$\sigma_2$ , мН/м	$\sigma_3$ , мН/м	$\sigma$ (среднее), мН/м
Ипроден П-2 марка А	0	44,16	44,22	45,1	44,49
	0,012	10,86	11,04	10,9	10,93
	<b>0,025</b>	<b>9,68</b>	<b>9,19</b>	<b>9,38</b>	<b>9,42</b>
	0,053	8,83	8,75	8,82	8,80
	0,078	7,97	7,71	7,56	7,75
	0,1	7,2	7,48	8,12	7,60
	0,25	6,41	6,64	6,84	6,63
	0,51	3,57	3,51	3,92	3,67
Dewaxol 7201	0	44,16	44,22	45,1	44,49
	0,0114	18,11	18,29	18,76	18,39
	0,024	13,74	13,51	13,64	13,63
	0,052	6	6,41	6,37	6,26
	<b>0,0773</b>	<b>3,48</b>	<b>4,3</b>	<b>3,9</b>	<b>3,89</b>
	0,1	3,7	3,9	3,58	3,73
	0,253	2,37	3,59	3,49	3,15
	0,498	2,45	3,12	2,99	2,85
	1	2,62	2,65	2,74	2,67

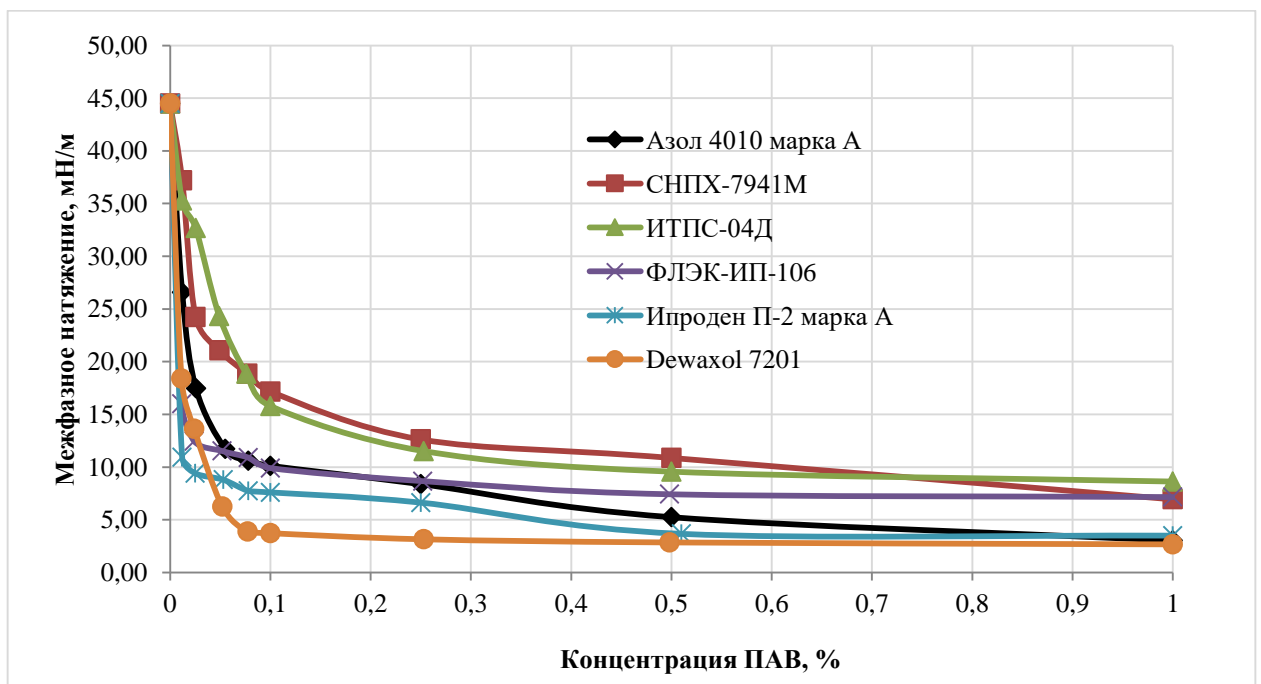


Рисунок 3.11 – Зависимость межфазного натяжения на границе раздела «водный раствор ПАВ – модельная нефть» от массовой концентрации ПАВ в водной фазе (составлено автором)

Для установления эффективной концентрации исследуемых растворов была построена зависимость межфазного натяжения на границе раздела «водный раствор ПАВ – модельная нефть» от натурального логарифма концентрации ПАВ в воде (рисунок 3.12).

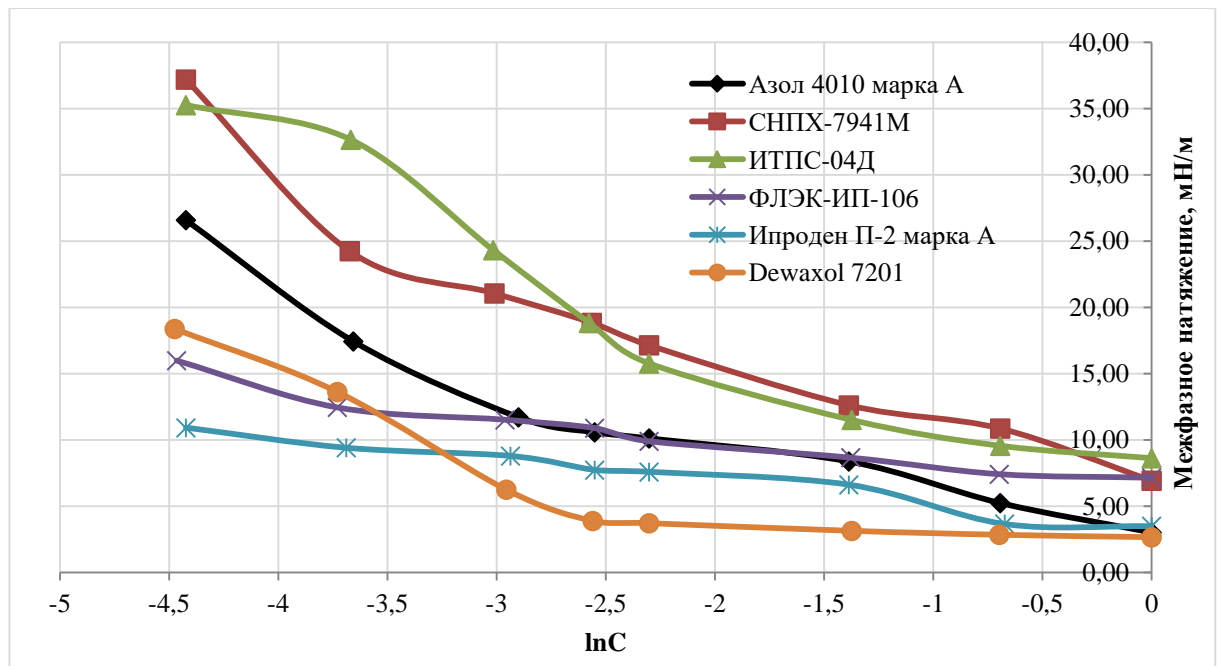


Рисунок 3.12 – Зависимость межфазного натяжения на границе раздела «водный раствор ПАВ – модельная нефть» от натурального логарифма массовой концентрации ПАВ в воде (составлено автором)

В таблице 3.5 представлены результаты определения эффективной концентрации ПАВ, выявленной по точке перегиба на графике зависимости межфазного натяжения на границе раздела «водный раствор ПАВ – модельная нефть» от натурального логарифма концентрации ПАВ в воде. В таблице также представлены показатели межфазного натяжения исследуемых растворов в точке достижения данной концентрации.

Таблица 3.5 – Результаты определения эффективной концентрации ингибиторов на основе ПАВ (по данным автора)

Марка ПАВ	Эффективная концентрация, % масс.	Межфазное натяжение, мН/м
АЗОЛ 4010 марка А	0,064	11,13
СНПХ-7941М	0,25	12,62
ИТПС-04Д	0,1	15,79
ФЛЭК-ИП-106	0,03	12,31
<b>Ипроден П-2 марка А</b>	<b>0,025</b>	<b>9,42</b>
<b>Dewaxol 7201</b>	<b>0,077</b>	<b>3,89</b>

В ходе анализа полученных результатов были выделены два ингибитора, показавшие наилучшие результаты, - **Ипроден П-2 марки А** и **Dewaxol 7201**. Ипроден П-2 марки А быстрее всех образцов достигает эффективной концентрации – 0,025 % масс., межфазное натяжение снижается на 79 % (9,42 мН/м). Dewaxol 7201, в свою очередь, сильнее всех других ингибиторов

снижает межфазное натяжение – на 91%, межфазное натяжение при эффективной концентрации (0,077 % масс.) составляет 3,89 мН/м.

Данные два ингибитора дополнительно в своем составе имеют химические вещества, препятствующие гидратообразованию: спирты (метанол) и т.д.

Ипроден П-2 марки А и Dewaxol 7201 в дальнейшем протестированы по методу холодного стержня, для уточнения эффективности ингибирования АСПО в условиях, приближенных к скважинным условиям добычи углеводородов.

В экспериментах применялась только 10% эмульсия воды в модельной нефти. В результате проводимых исследований были получены массы отложений на «холодном стержне» в зависимости от концентрации ингибитора в системе.

Эффективность ингибирования оценивалась по формуле 3.1:

$$\mathcal{E} = \frac{M_1 - M_2}{M_1}, \% \quad (3.1)$$

где,  $M_1$  – масса отложений на «холодном стержне» без добавления ингибитора, г;

$M_2$  – масса отложений на «холодном стержне» при добавлении ингибитора определенной концентрации, г.

Данный показатель позволит оценить ингибирующую способность и поможет подобрать необходимую концентрацию выбранного ингибитора. Результаты представлены на рисунках 3.13-3.16.

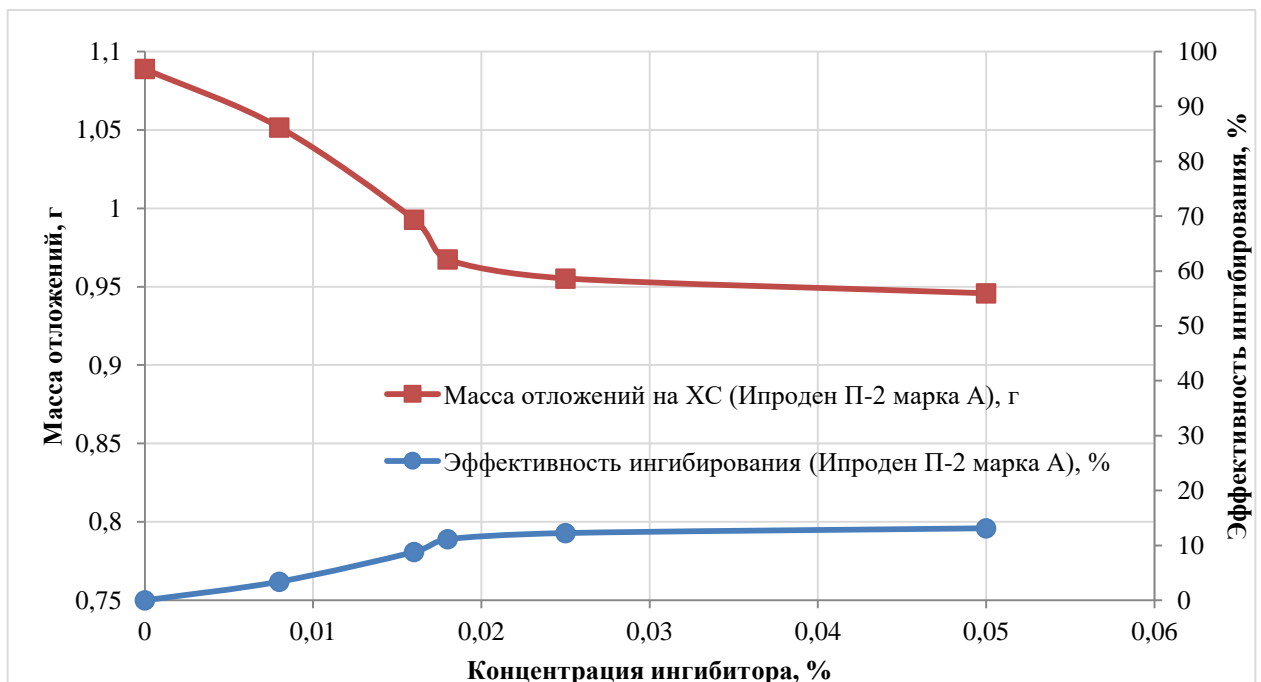


Рисунок 3.13 – Зависимость массы отложений на ХС и эффективности ингибирования от массовой концентрации состава Ипроден П-2 марки А (составлено автором)

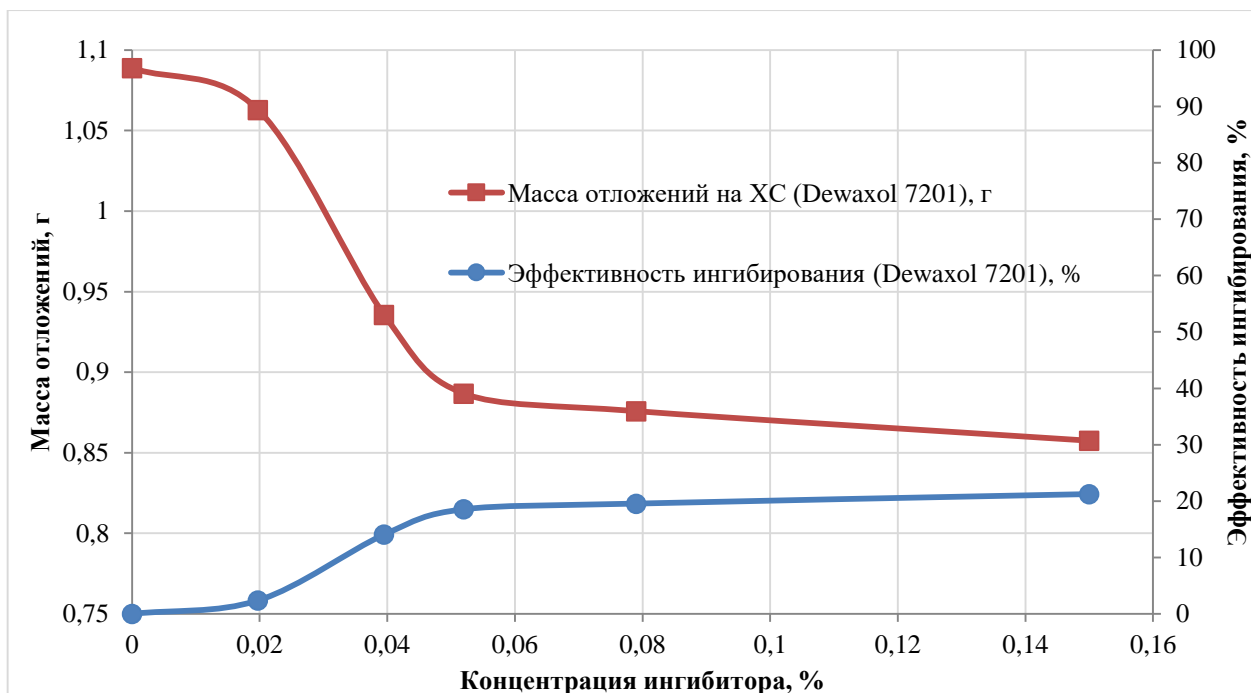


Рисунок 3.14 – Зависимость массы отложений на ХС и эффективности ингибирования от массовой концентрации состава Dewaxol 7201 (составлено автором)

При сравнении эффективной концентрации ингибитора, найденной с помощью Easudrop и методом «холодного стержня», можно отметить, что ингибитор в условиях, более приближенных к скважинным, начинает действовать раньше, чем в статическом эксперименте.

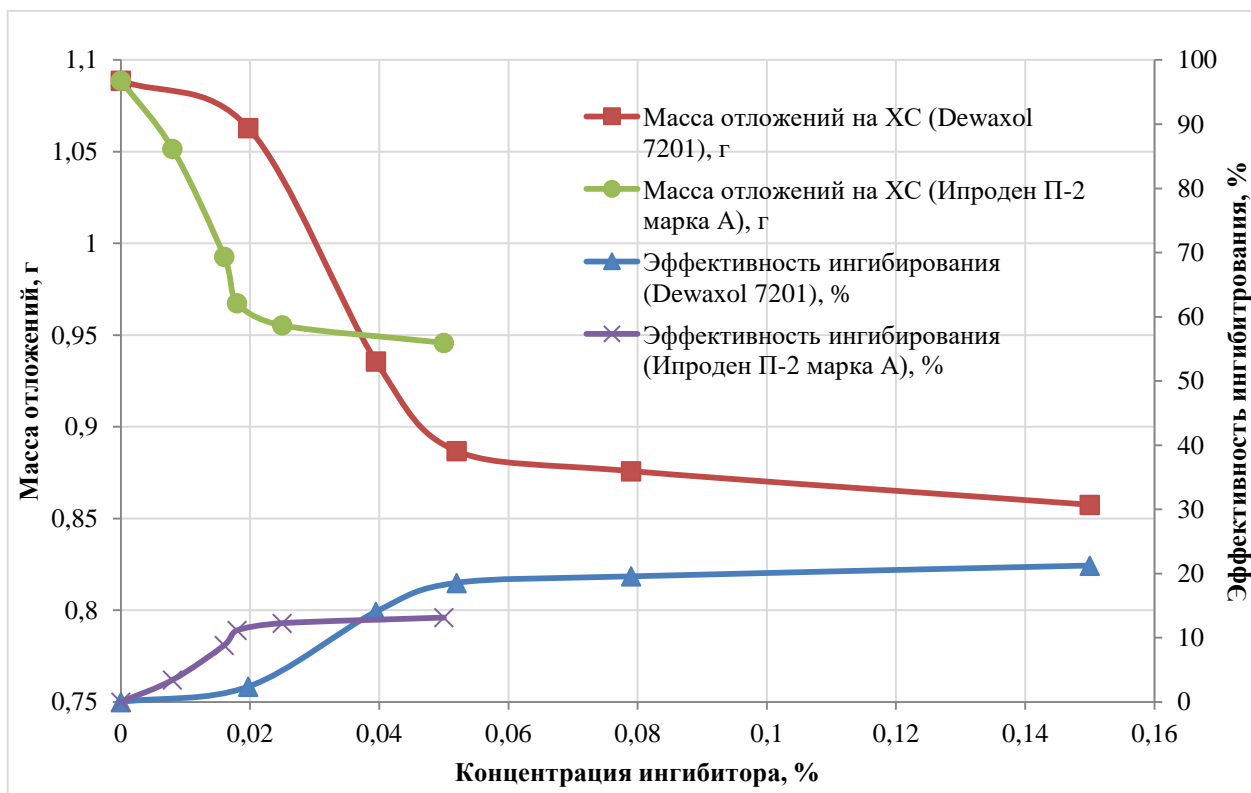


Рисунок 3.15 – Зависимости массы отложений на ХС и эффективности ингибирования от массовой концентрации двух ингибиторов АСПО (составлено автором)



Рисунок 3.16 – Отложения парафина на «холодном стержне» после добавления ингибитора Dewaxol 7201 (фото автора)

В результате сравнительного анализа был сделан вывод, что наиболее эффективным в данных условиях будет ингибитор под маркой **Dewaxol 7201**. **Оптимальная концентрация данного ПАВ составляет 0,055 % масс. Эффективность ингибирования при данной концентрации составляет 20%**. Данная концентрация ингибитора будет использоваться в дальнейших исследованиях гидратообразования в присутствии парафина.

В ходе эксперимента по образованию кристаллогидратов в присутствии парафина и ингибитора АСПО марки Dewaxol 7201 оценивалось 3 ключевых момента:

1. Степень переохлаждения - этот параметр отражает разницу между температурой, достигнутой раствором перед началом активного гидратообразования, и равновесной температурой гидратообразования. Более высокая степень переохлаждения свидетельствует о лучшем ингибировании смеси, так как система остается в стабильном состоянии при более низких температурах.

2. Время нуклеации газового гидрата - этот показатель характеризует временной интервал между переходом через равновесную температуру гидратообразования и началом активного роста кристаллогидрата до образования объемного агломерата. Более длительное время нуклеации указывает на повышенную термостабильность системы, что предотвращает быстрое формирование газогидрата.

3. Изменение термобарических условий гидратообразования в виде смещения равновесной кривой образования кристаллогидратов. Этот эффект происходит из-за наличия в составе ингибитора метанола в концентрациях 45-60 % масс.

В ходе проводимого эксперимента были получены следующие результаты, представленные в таблице 3.6.

На рисунке 3.17 представлены диаграммы, фиксирующие изменение степени переохлаждения и времени нуклеации газогидрата при изменении состава жидкостей в автоклаве.

Таблица 3.6 - Результаты эксперимента по определению времени нуклеации газового гидрата (по данным автора)

Состав модельной смеси	Результаты измерений	Номер эксперимента					Среднее значение	Статистические параметры		
		1	2	3	4	5		$\sigma^2$	$\sigma$	СИ
Керосин + вода	Степень переохлаждения, °С	5,25	5,13	5,12	5,15	5,17	<b>5,164</b>	0,0021	0,0463	±0,057
	Время нуклеации, мин	645	630	629	633	635	<b>634</b>	33,5	5,8	±7,2
7 % раствор парафина в керосине + вода	Степень переохлаждения, °С	5,5	5,7	5,52	5,48	5,62	<b>5,564</b>	0,0069	0,0833	±0,103
	Время нуклеации, мин	680	692	681	679	688	<b>684</b>	25	5	±6,2
7 % раствор парафина в керосине + 0,055 % раствор Dewaxol 7201 в воде	Степень переохлаждения, °С	6	6,1	6,2	6,14	6,1	<b>6,108</b>	0,0043	0,0652	±0,081
	Время нуклеации, мин	715	740	747	740	734	<b>735</b>	119,8	10,9	±13,6

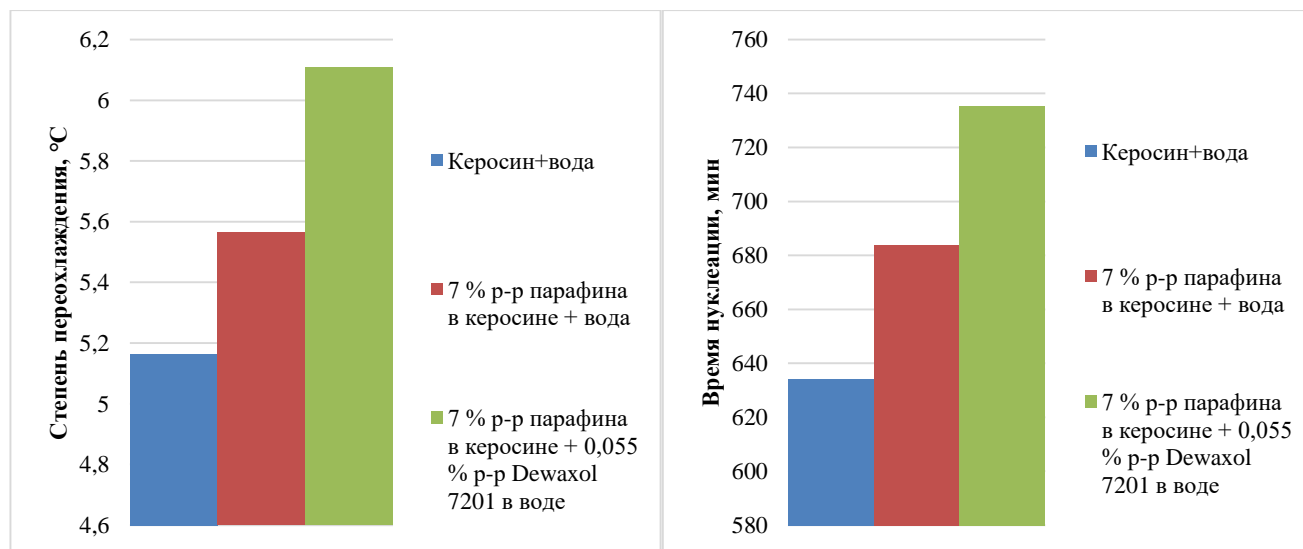


Рисунок 3.17 – Зависимость степени переохлаждения и времени нуклеации газогидратов от химического состава модельной смеси (составлено автором)

Также были построены две равновесные кривые гидратообразования для модельной смеси: без ингибитора и с ингибитором Dewaxol 7201 в концентрации 0,055 % масс. в воде (рисунок 3.18).

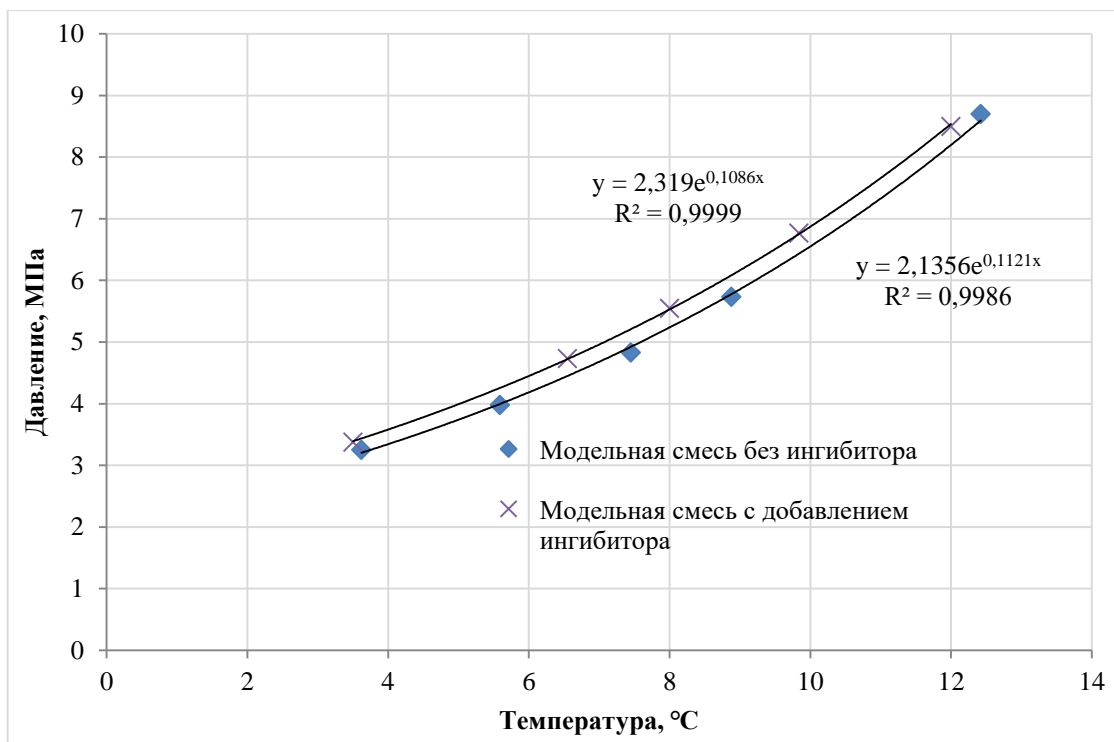


Рисунок 3.18 – Зависимость термобарических условий гидратообразования для модельной смеси без ингибитора Dewaxol 7201 и с ингибитором Dewaxol 7201 (составлено автором)

В результате добавления в систему ингибитора АСПО Dewaxol 7201 равновесная кривая гидратообразования сдвинулась левее, что свидетельствует о снижении равновесной температуры гидратообразования. Снижение данного показателя свидетельствует, что газовый гидрат не начинает образовываться при более низких температурах (зона стабильного состояния газового гидрата уменьшается), создавая более благоприятные условия для эксплуатации нефтяных скважин в условиях Крайнего Севера. Соответственно, данный ингибитор АСПО также проявляет свойства термодинамического ингибитора гидратообразования. Это происходит из-за наличия в составе ингибитора метилового спирта, который выступает растворителем в составе ингибитора АСПО.

Таким образом, добавление к исходной модельной смеси ингибитора-модификатора АСПО диспергирующего действия Dewaxol 7201 в массовой концентрации 0,055 % **снижает равновесную температуру гидратообразования на 0,55 °C** ( $\Delta T = 0,55 \text{ °C}$ , рисунок 3.19).

Соответственно, после обработки результатов данных экспериментов были сделаны следующие выводы:

1. При добавлении к исходной модельной смеси 7 % масс. парафина **степень ее переохлаждения увеличивается на 7,7 %, время нуклеации увеличивается на 7,8 %**. Эти результаты свидетельствуют, что парафин является природным кинетическим ингибитором гидратообразования, замедляя нуклеацию кристаллогидратов. Этот эксперимент подтверждает предыдущие исследования.

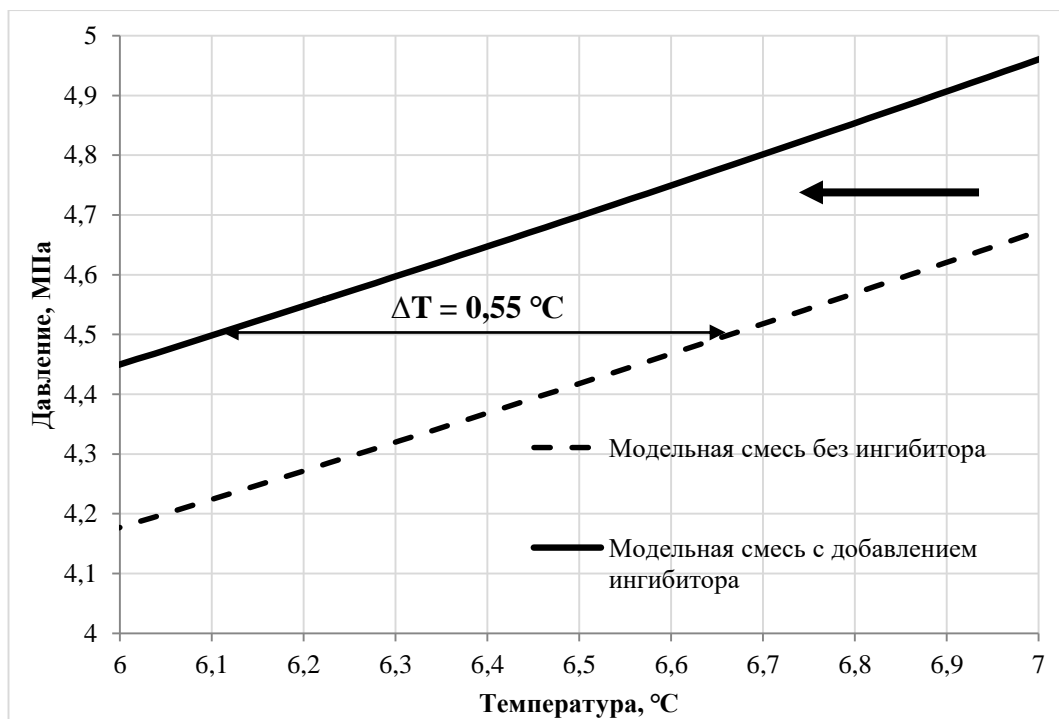


Рисунок 3.19 – Зависимость равновесной температуры гидратообразования для модельной смеси без ингибитора Dewaxol 7201 и с ингибитором Dewaxol 7201 (составлено автором)

2. Дальнейшее добавление к модельной смеси ингибитора Dewaxol 7201 в концентрации 0,055 % приводит к дальнейшему увеличению времени нуклеации газовых гидратов. **Степень переохлаждения увеличивается на 9,8 %** относительно состава без Dewaxol 7201, **на 18,3 %** - состава без Dewaxol 7201 и парафина, **время нуклеации увеличивается на 7,5 %** относительно состава без Dewaxol 7201, **на 15,9 %** - состава без Dewaxol 7201 и парафина. Таким образом, добавление ингибитора-модификатора АСПО диспергирующего действия Dewaxol 7201 в массовой концентрации 0,055 % благоприятно влияет на процесс нуклеации газовых гидратов, способствуя выносу агломератов газового гидрата на поверхность, в зону неустойчивого состояния кристаллогидратов. Соответственно, Dewaxol 7201 из-за наличия в составе ПАВ также играет роль кинетического ингибитора гидратообразования.

3. Дополнительно к влиянию на кинетику гидратообразования, добавление ингибитора Dewaxol 7201 в систему с газовыми гидратами положительно влияет на термобарические условия кристаллизации газовых гидратов. Введение в систему ингибитора-модификатора АСПО диспергирующего действия Dewaxol 7201 в массовой концентрации 0,055 % **снижает равновесную температуру гидратообразования на 0,55 °C ( $\Delta T = 0,55 \text{ }^\circ\text{C}$ )**. Соответственно, данный ингибитор АСПО из-за наличия в составе метанола проявляет свойства термодинамического ингибитора гидратообразования.

### 3.5 Выводы к главе 3

1. Основным методом предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах на месторождениях высокопарафинистой малосмолистой нефти (включая рассматриваемое в данной работе НГКМ), расположенных в зоне распространения многолетнемерзлых пород, остается применение химических реагентов – ингибиторов. В качестве термодинамического ингибитора гидратообразования на таких месторождениях, как правило, используется метанол, который давно зарекомендовал как оптимальное средство борьбы с газогидратными отложениями. В связи с тем, что на рассматриваемом месторождении наряду с гидратообразованием при эксплуатации скважин погружными электроцентробежными насосами стал активно проявляться еще один осложняющий ее фактор – образование АСПО, назрела необходимость в поиске ингибиторов АСПО на основе ПАВ и желательно комплексного действия на оба вида отложений. Подбран ряд марок ингибиторов, рекомендуемых недропользователем в качестве химического реагента для предупреждения образования АСПО, химический состав которых также может оказывать влияние на процесс гидратообразования. Были описаны основные свойства подобранных ингибиторов: АЗОЛ 4010 марка А, СНПХ-7941М, ИТПС-04Д, ФЛЭК-ИП-106, Ипроден П-2 марка А, Dewaxol 7201.

2. Представлена методология лабораторных исследований влияния ингибиторов-модификаторов АСПО диспергирующего действия на процессы образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений. Данная методология включает испытания с применением прибора для определения температуры помутнения ТПЗ-ЛАБ-22, оснащенного системой медленного охлаждения для анализа фазовых переходов модельных растворов, ротационного вискозиметра Rheotest RN 4.1 для изучения реологических свойств модельных образцов, установка EASYDROP для оценки межфазных свойств растворов, установки "холодный стержень" для исследования процессов осаждения АСПО на металлических поверхностях, а также автоклава высокого давления PSL GAS HYDRATE AUTOCLAVE GHA-350 для моделирования термобарических условий гидратообразования и изучения кинетики кристаллизации газовых гидратов.

3. В ходе проведения лабораторных исследований по разработанной методологии были отобран химический реагент Dewaxol 7201, представляющего собой смесь блоксополимера оксидов этилена и пропилена на основе этилендиамина (45 % масс.) и метанола (55 % масс.). Отбор проводился в несколько этапов. Первый этап отбора заключался в определении эффективной концентрации и межфазного натяжения на границе «раствор ПАВ в воде – модельная нефть». Среди 6 марок ингибиторов было выделено два состава: Ипроден П-2 марки А и Dewaxol 7201. Ипроден П-2 марки А достигает эффективной концентрации при наименьших

концентрациях раствора – 0,025 % масс, межфазное натяжение снижается на 79 % (9,42 мН/м). Dewaxol 7201, в свою очередь, сильнее всех других ингибиторов снижает межфазное натяжение – на 91 %, межфазное натяжение при эффективной концентрации составляет 3,89 мН/м. Вторым этапом отбора заключался в определении изменения массы отложений АСПО на установке «холодного стержня» после добавления в систему двух ингибиторов. В результате сравнительного анализа был сделан вывод, что наиболее эффективным в данных условиях будет химический реагент Dewaxol 7201. Подобранный состав – 0,055 % масс. Эффективность ингибирования при данной концентрации составляет 20 %.

4. В результате проведения финального этапа исследований было проанализировано влияние выбранного химического реагента Dewaxol 7201 в массовой концентрации 0,055 % на процесс гидратообразования. Было установлено, что добавление к системе нефть-газ-вода ингибитора в выбранной концентрации приводит к увеличению степени переохлаждения на 9,8 % и увеличению времени нуклеации газового гидрата на 7,5 % относительно состава без ингибитора. Также установлено, что добавление Dewaxol 7201 в массовой концентрации 0,055 % снижает равновесную температуру гидратообразования на 0,55 °С. Таким образом, данные результаты свидетельствуют, что из-за наличия в своем составе ПАВ и низкомолекулярных спиртов химический реагент, представляющий собой смесь блоксополимера оксидов этилена и пропилена на основе этилендиамина (45 % масс.) и метанола (55 % масс.), обладает свойствами как термодинамического, так и кинетического ингибитора гидратообразования.

5. Полученные результаты могут служить основой для создания комплексной ингибиторной технологии предотвращения формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах с электроцентробежными насосами на месторождениях высокопарафинистой малосмолистой нефти. Практическое внедрение полученных результатов позволяет оптимизировать дозировки ингибирующих составов и провести подбор параметров работы скважинного оборудования, осложненного образованием данных отложений.

## **ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА ИНГИБИТОРНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ФОРМИРОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ И ГАЗОГИДРАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН**

Образование асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, оборудованных УЭЦН, существенно влияет на эффективность добычи нефти. Особую сложность представляет совместное образование этих отложений, которое требует разработки комплексного подхода к их предотвращению. В условиях риска образования данных отложений возникает необходимость ингибирования скважины с применением специальных реагентов, эффективных против обоих типов отложений. При этом важным аспектом является не только выбор определенных ингибиторов, но и оптимизация их дозировок, а также способов подачи с учетом особенностей совместного протекания процессов гидратообразования и парафинизации. Дополнительно к этому, одним из перспективных направлений решения данной проблемы является оптимизация режимов работы скважинного оборудования, что позволяет минимизировать условия, благоприятные для образования данных отложений.

### **4.1 Подбор параметров работы скважинного оборудования нефтяной скважины, осложненной образованием асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений**

Подбор параметров работы скважинного оборудования нефтяной скважины, осложненной образованием асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений, производился на примере исследуемой скважины, для которой в соответствии с требованиями системы разработки рассматриваемого нефтегазоконденсатного месторождения была обоснована целесообразность смены исходного ЭЦН-200-1350, работающего в условиях форсированного отбора с дебитом 110,4 м<sup>3</sup>/сут и низким забойным давлением в 3,56 МПа, на новый ЭЦН, который должен обеспечить работу скважины с дебитом в районе 90 м<sup>3</sup>/сут и забойным давлением 8,8 МПа. При этом необходимо минимизировать глубину начала образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений, применив представленные ранее зависимости, которые строились уже для нового подобранного насоса.

Подбор новой установки велся на основании предыдущих расчетов. Выбор установки производился из той же линейки насосов с тем же типоразмером и исполнением. В качестве нового насоса был выбран ЭЦН-125-1050.

Был произведен расчет новой глубины начала образования гидратов и АСПО по методикам, описанным в разделе 2.1.3 и 2.1.4, которая составила 513,4 и 1279,1 метров соответственно. Для гидратов глубина начала их образования значительно возросла по сравнению с исходной глубиной. Это прежде всего связано с общим изменением распределения газа, давления и температуры по глубине скважины, а также меньшим нагревом скважинной

продукции от работающего ПЭД, при спуске в скважину насоса с меньшей производительностью.

Далее производился подбор параметров работы установки ЭЦН-125-1050 с целью оптимизации его работы для требуемых промысловых условий, а также уменьшения глубины начала образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений внутри НКТ.

Проведя анализ полученных зависимостей, можно прийти к выводу, что установка штуцера ведет к слишком сильному увеличению глубины начала гидратообразования при очень малых снижениях глубины образования АСПО за счет большего количества растворенного газа. Поэтому установка штуцера не будет проводиться по причине увеличения металлоемкости и остановки скважины на время монтажа штуцера. Глубину спуска насоса планируется увеличить до максимальных значений в 1800 метров, это уменьшит количество газа на приеме насоса, что в общем благоприятно скажется на работе насоса, а также должно уменьшить глубину начала образования газовых гидратов и АСПО. Однако, потребуется установка дополнительных насосно-компрессорных труб.

Главный эффект планируется достичь за счет увеличения частоты работы погружного электродвигателя до 60 Гц. Большее увеличение требует периодических остановок установки, что невозможно в данных условиях. С увеличением частоты произойдет полное перераспределение давления в НКТ, температуры потока в скважине, а также изменится дебит скважины, он увеличится.

Был произведен расчет параметров работы скважины при установленном в нем насосе ЭЦН-125-1050 при частоте работы в 60 Гц и глубине спуска в 1800 метров. Новая установка обеспечивает дебит скважины на уровне 90,21 м<sup>3</sup>/сут и забойное давление – 8,72 МПа. При этом глубина начала образования газовых гидратов, учитывая модернизацию модели в разделе 2.4, и АСПО составляет соответственно 353,9 и 1206,5 метров. Применение представленных ранее зависимостей позволило уменьшить глубину начала образования кристаллогидратов на 119,4 метров. Изменение представлено на рисунке 4.1.

Глубина начала образования АСПО снизилась на 72,6 метров, при этом превзойдя глубину при исходной установке ЭЦН. Данное изменение представлено на рисунке 4.2.

В результате проведенных исследований установлено, что замена насоса ЭЦН-200-1350 на ЭЦН-125-1050 при оптимизации параметров его работы позволила существенно улучшить условия эксплуатации скважины: дебит был приведен к целевому значению 90,21 м<sup>3</sup>/сут, а забойное давление увеличено до 8,72 МПа. Оптимизация параметров работы новой установки путем увеличения частоты работы до 60 Гц и глубины спуска до 1800 метров обеспечила снижение глубины начала образования газовых гидратов на 119,4 метров (25 %) и АСПО на 72,6 метров (6 %). Дополнительно, за счет уточнения модели глубина гидратообразования

уменьшилась на 30 метров. При этом анализ показал нецелесообразность установки штуцера из-за негативного влияния на условия гидратообразования и увеличения металлоемкости конструкции.

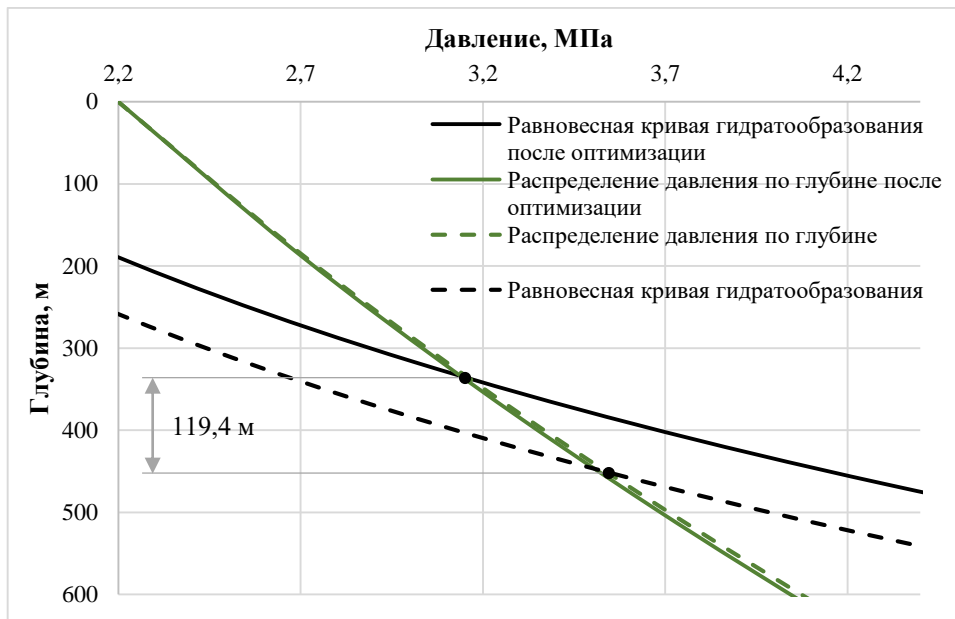


Рисунок 4.1 – Термобарические условия гидратообразования в исследуемой нефтяной скважине до и после оптимизации параметров работы скважинного оборудования (составлено автором)

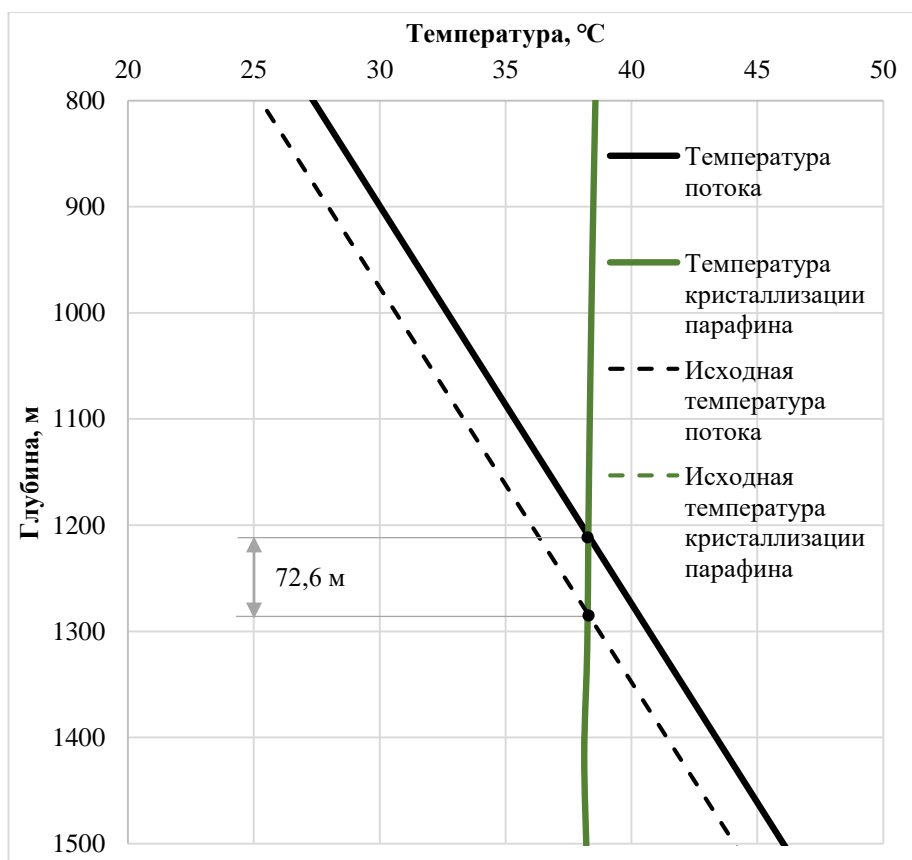


Рисунок 4.2 – Термограмма скважины и распределение температуры насыщения нефти до и после оптимизации параметров работы скважинного оборудования (составлено автором)

Данные результаты свидетельствуют об эффективности применения представленных зависимостей для оценки условий образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в скважине и подтверждают возможность управления процессами отложения за счет корректировки режимных параметров работы скважинного оборудования.

#### **4.2 Технологические расчеты при подборе параметров закачки ингибитора гидратообразования**

После построения графических зависимостей, характеризующих интервалы образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, возникает необходимость детального анализа термобарических условий их формирования. Это позволяет определить не только качественные изменения, но и количественные параметры, требуемые для предотвращения или минимизации отложения данных соединений. На современном этапе разработки рассматриваемого НГКМ основным средством борьбы с гидратообразованием является метанол – низкомолекулярный спирт, относящийся к классу термодинамических ингибиторов. Метанол чаще всего применяется путем прямой или периодической закачки в поток добываемой продукции через специальные точки ввода, расположенные как на устье скважины, так и на приеме ЭЦН. Однако эффективность применения метанола существенно зависит от точности расчета его концентрации и дозировки, что обусловлено необходимостью учета комплекса факторов, таких как давление, температура потока, содержание воды и газового фактора. Далее будут представлены основные технологические расчеты, проводимые при подсчете дозировок ингибитора гидратообразования.

##### **4.2.1 Расчет концентрации и дозировки термодинамического ингибитора гидратообразования**

В настоящее время на месторождении используется термодинамический ингибитор гидратообразования (ТИГ), который закачивается специальными устройствами – установками дозирования реагентов (УДР), рисунок 4.3.

На месторождении испытывалось два метода проведения ингибирования скважинного оборудования. Первый способ заключался в дозировании и подаче ингибитора гидратообразования в затрубное пространство скважины с помощью УДР. Данный метод характеризуется простотой и надежностью процесса дозирования ингибитора. Однако, подача химического реагента в затрубное пространство связано с различными потерями ингибитора на забое. Второй способ заключается в подводке ингибитора гидратообразования с помощью специальных патрубков, прикрепленных к самой НКТ или к погружному электрокабелю. Такой способ доставки реагента к приему насоса отличается меньшими потерями по сравнению с

первым способом. Таким образом, в данном случае применяется второй метод подвода ингибитора.



Рисунок 4.3 – Устройство дозирования химических реагентов на рассматриваемом месторождении (фото автора)

Концентрация требуемого количества ингибитора главным образом зависит от температуры, на которую необходимо сдвинуть условия гидратообразования. Рассмотрим случай оптимизированного УЭЦН с применением зависимостей условий гидратообразования от параметров скважинного оборудования. Соответственно, температура начала образования кристаллогидратов, найденная ранее, составляет  $T_{\text{гидр}} = 289,4$  К, а температура потока на устье равняется  $T_y = 279,16$  К. Необходимо уменьшить температуру начала гидратообразования до значения температуры потока на устье. Таким образом получаем:

$$\Delta T = T_{\text{гидр}} - T_y = 289,4 - 279,16 = 10,24 \text{ К.}$$

На температуру 10,24 К необходимо «сдвинуть» равновесную кривую гидратообразования для создания условий, при которых кристаллогидраты не образуются в НКТ. Концентрация ингибитора гидратообразования в водном растворе (в % масс.), которая обеспечивает необходимое снижение температуры согласно формуле 4.1 [6, 10, 30]:

$$\omega = 100 \cdot \left( \frac{32 \cdot \Delta T}{32 \cdot \Delta T + 1295} \right), \% \text{ масс.} \quad (4.1)$$

где  $\Delta T$  – требуемое изменение температуры гидратообразования, К.

Получаем необходимую теоретическую массовую концентрацию метанола, равную 20,2 % масс.

Для обеспечения надежного безгидратного режима эксплуатации концентрация метанола должна превышать теоретическое значение в 1,15–1,2 раза. Коэффициент запаса в нашем случае выбран в значении 1,2. Максимальное значение коэффициента запаса выбрано из-за неравномерности подачи ингибитора на прием насоса и растворимости ингибитора в водной и углеводородной фазе скважинной продукции. Соответственно, в нашем случае практическая концентрация ингибитора будет составлять  $C_2 = 24,23$  % масс.

Влагосодержание газового потока с учетом присутствия метанола в водной фазе для конкретной точки расчета определяется по формуле 4.2 [6, 10, 26]:

$$W = [1 - (9 \cdot C_2)/(1600 - 7 \cdot C_2)] \cdot \left(\frac{A}{P} + B\right), \text{ г/м}^3 \quad (4.2)$$

где  $A$  и  $B$  - эмпирические коэффициенты, зависящие от температуры;  
 $P$  - давление, МПа.

Коэффициенты  $A$  и  $B$  определяются для условий нефтегазоконденсатных месторождений по следующим эмпирическим уравнениям (формулы 4.3, 4.4):

$$A = 0,457 \cdot \exp(0,07374 \cdot t - 0,000307 \cdot t^2) \quad (4.3)$$

$$B = 0,0418 \cdot \exp(0,0537 \cdot t - 0,000199 \cdot t^2) \quad (4.4)$$

где  $t$  – температура газожидкостной смеси в интересующей точке, °С.

Для условий приема УЭЦН значение влагосодержания газа составляет  $W_1 = 1,44$  г/м<sup>3</sup>, влагосодержание на устье скважины  $W_2 = 0,32$  г/м<sup>3</sup>.

Количество содержащейся в газе жидкой воды определяется по формуле 4.5:

$$DW = W_1 - W_2 \left[1 - \frac{9 \cdot C_2}{1600 - 7 \cdot C_2}\right], \text{ г/м}^3 \quad (4.5)$$

Получаем количество содержащейся в газе жидкой воды, равное 1,17 г/м<sup>3</sup>.

Равновесное содержание метанола в газовой фазе над водометанольным раствором определяется по формуле 4.6:

$$q_{\Gamma} = [(9 \cdot C_2)/(1600 - 7 \cdot C_2)] \cdot M_0, \text{ г/м}^3 \quad (4.6)$$

где  $M_0$  – количество метанола, растворяющееся в газе при определенных термобарических условиях, г/м<sup>3</sup>. В нашем случае находится для условий на устье исследуемой скважины ( $P = 2,2$  МПа,  $t = 6$  °С). Находится данное значение с помощью специальных номограмм, и в данном случае  $M_0 = 5,6$  г/м<sup>3</sup>.

Таким образом, равновесное содержание метанола в газовой фазе над водометанольным раствором составляет  $q_{\Gamma} = 0,85$  г/м<sup>3</sup>.

Расчетная зависимость для определения удельного расхода метанола, который вводится в газовый поток с целью предупреждения гидратообразования на рассматриваемом участке, определяется по формуле 4.7:

$$G = \frac{DW \cdot C_2}{C_1 - C_2} + \left( \frac{100 - C_2}{C_1 - C_2} \right) \cdot q_{г}, \text{ г/м}^3 \quad (4.7)$$

где  $C_1$  – концентрация закачиваемого исходного ингибитора, принятая 97 % масс.

Получаем удельный расход метанола, равный 1,278 г/м<sup>3</sup>.

Неравномерная подача метанола дозирующими установками и потери ингибитора при достижении необходимой точки образования кристаллогидратов, нормативный расход метанола необходимо устанавливать выше на 10-20 % относительно расчетного. Соответственно, для данного случая расход ингибитора составит:

$$G = 1,53 \frac{\text{г}}{\text{м}^3}.$$

На промысле норму расхода метанола удобнее измерять в объеме. Так как удельный вес технического 97%-ного метанола равен 807 г/л, то:

$$G = \frac{1,534}{807} = 0,0019 \frac{\text{л (метанола)}}{\text{м}^3 \text{ (газа)}}$$

#### **4.2.2 Выбор концентрации и дозировки ингибитора гидратообразования с учетом эффекта от добавления подобранного ингибитора АСПО**

В ходе лабораторных исследований ингибитора АСПО Dewaxol 7201 было установлено, что данный ингибитор на основе ПАВ и органических спиртов оказывает влияние на время нуклеации (зародышеобразования) газовых гидратов и сдвигает равновесную кривую гидратообразования влево, что свидетельствует о его свойствах как кинетического и термодинамического ингибитора гидратообразования.

Изменение термобарических условий гидратообразования в присутствии Dewaxol 7201 происходит за счет наличия в его составе метанола в концентрациях 45-60 % от общей массы вещества. Добавление ингибитора АСПО приводит к снижению равновесной температуры гидратообразования, зона стабильного состояния газового гидрата уменьшается, создавая более благоприятные условия для эксплуатации нефтяных скважин в осложненных условиях.

Проведенная серия лабораторных экспериментов показала, что добавление к системе ингибитора-модификатора АСПО диспергирующего действия Dewaxol 7201 в массовой концентрации 0,055 % снижает равновесную температуру гидратообразования на 0,55 (ΔT = 0,55 °C).

Для удобства сравнения полученных значений представим результаты в виде таблицы 4.1, в которой будут рассчитаны 3 варианта дозировок:

- 1) для исходного случая с УЭЦН;
- 2) для варианта УЭЦН после оптимизации с применением полученных ранее зависимостей условий гидратообразования от параметров скважинного оборудования;

3) УЭЦН после оптимизации с добавлением в систему ингибитора АСПО Dewaxol 7201 в концентрации 0,055 % масс.

Таблица 4.1 – Результаты расчета параметров, определяющих дозировку метанола (по данным автора)

Расчетные показатели	Исходный УЭЦН	УЭЦН после оптимизации	УЭЦН после оптимизации и добавления ингибитора Dewaxol 7201
$\Delta T$ , К	13,81	10,24	9,69
$C_1$ , %	97		
$\omega$ , %	25,44	20,2	19,32
$C_2$ , %	30,53	24,23	23,18
$W_1$ на приеме насоса, г/м <sup>3</sup>	1,06	1,44	1,45
$W_2$ на устье, г/м <sup>3</sup>	0,26	0,32	0,32
$DW$ , г/м <sup>3</sup>	0,85	1,17	1,18
$M_0$ , г/м <sup>3</sup>	4,8	5,6	5,6
$q_r$ , г/м <sup>3</sup>	0,95	0,85	0,81
$G$ , г/м <sup>3</sup>	1,38	1,28	1,22
<b>G (с запасом), г/м<sup>3</sup></b>	<b>1,66</b>	<b>1,53</b>	<b>1,46</b>
<b>G, л/1000 м<sup>3</sup></b>	<b>0,0021</b>	<b>0,0019</b>	<b>0,0018</b>
<b>Изменение концентрации, %</b>	<b>0</b>	<b>-20,63</b>	<b>-24,07</b>
<b>Изменение дозировки, %</b>	<b>0</b>	<b>-7,62</b>	<b>-12,17</b>

Таким образом мы получаем следующие результаты:

1. В исходных условиях достижение безгидратного режима работы скважины обеспечивается при концентрации ингибитора гидратообразования, равной  $C_2 = 30,53$  % массовых. Требуемая концентрация обеспечивается при дозировке метанола, равной  $G = 1,66$  г/м<sup>3</sup>.

2. Полученные ранее зависимости условий гидратообразования от параметров работы скважинного оборудования позволяют оптимизировать работу УЭЦН с учетом образования кристаллогидратов в нефтяной скважине. Благодаря оптимизации работы скважины достигается **снижение** требуемой концентрации ингибитора гидратообразования **на 20,63 %**. При этом требуемая концентрация равна  $C_2 = 24,23$  % массовых. Дозировка метанола благодаря оптимизации работы исследуемой скважины также **уменьшилась на 7,62 %**. Требуемая дозировка в случае оптимизированного УЭЦН равна  $G = 1,53$  г/м<sup>3</sup>.

3. Последний рассматриваемый случай заключался в добавлении к системе с УЭЦН после оптимизации ингибитора-модификатора АСПО диспергирующего действия Dewaxol 7201 в рассчитанной концентрации 0,055 % массовых. Свойства Dewaxol 7201 как термодинамического

ингибитора гидратообразования снижают равновесную температуру гидратообразования, что позволяет дополнительно снизить дозировку метанола в данной системе. Добавление ингибитора АСПО **дополнительно снизило исходную концентрацию ингибитора гидратообразования** еще на 4,33 % относительно случая без Dewaxol 7201 (относительно исходного неоптимизированного УЭЦН снижение достигает 24,07 %), необходимая концентрация ингибитора гидратообразования в данном случае составляет  **$C_2 = 23,18$  % массовых. Дозировка снизилась** на 4,93 % относительно случая без Dewaxol 7201 (относительно исходного неоптимизированного УЭЦН – на 12,17 %). Требуемая дозировка в данном случае составляет  **$G = 1,46$  г/м<sup>3</sup>**.

Результаты проведенных исследований демонстрируют эффективность комплексного подхода к решению проблемы образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений. Сочетание оптимизации работы скважинного оборудования в осложненных условиях эксплуатации с рациональным подбором ингибитора АСПО обеспечивает снижение необходимой концентрации ингибитора гидратообразования практически в четверть. Это приводит к снижению требуемой дозировки ингибитора гидратообразования, снижению технологических и экономических затрат на эксплуатацию нефтяной скважины в осложненных условиях.

#### **4.2.3 Расчеты дозировки подобранного ингибитора-модификатора АСПО диспергирующего действия**

Разработка месторождения находится на второй стадии и обусловлена все еще низким содержанием воды в добываемой продукции. На рассматриваемой скважине-кандидате обводненность на начало исследований составляет 10 %, данное значение обводненности использовалось во всех расчетах и экспериментальных исследованиях. По содержанию тяжелых компонентов нефть, добываемая из объекта Ю<sub>2-6</sub>:

- высокопарафинистая, содержание парафинов – 6,93 % масс.;
- малосмолистая, содержание асфальтенов – 0,27 % масс., смол – 2,8 % масс.

Для рассматриваемого случая, после проведенных лабораторных исследований ингибиторов-модификаторов АСПО диспергирующего действия, был подобран ингибитор марки Dewaxol 7201 в эффективной концентрации, равной 0,055 % массовых.

Подобранная концентрация обеспечивает оптимальное снижение межфазного натяжения, что обеспечивает необходимый уровень смачивания и позволяет потоку выносить крупные агломераты отложений из скважины. Также данный ингибитор снижает общее количество отложений благодаря своим модифицирующим свойствам.

Дозировка ингибитора гидратообразования и ингибитора АСПО производится совместно через дозирующую установку, представленную ранее. Схема УДР с комплексом устьевого и скважинного оборудования приведена на рисунке 4.4.

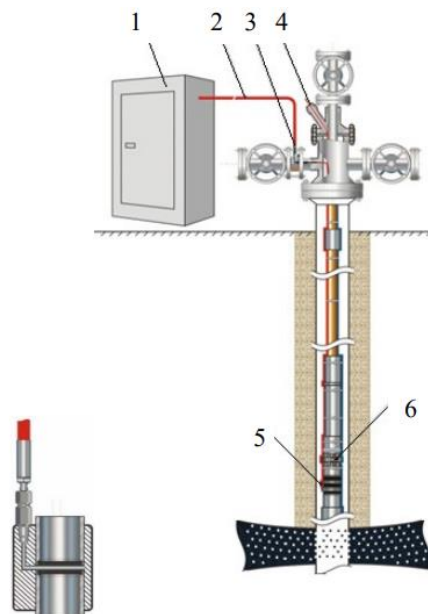


Рисунок 4.4 – Схема обвязки УДР [8]:

1 – УДР; 2 – трубопровод для ингибитатора; 3 – устройство ввода через боковой отвод фонтанной арматуры; 4 – устройство ввода через кабельный ввод фонтанной арматуры; 5 – скважинный капиллярный трубопровод с клапаном-распылителем; 6 – протектолайзер

В процессе эксплуатации электроцентробежных насосных установок (УЭЦН) подача ингибирующих составов к зоне приема осуществляется посредством специального капиллярного трубопровода. Данный трубопровод монтируется снаружи колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) и служит для транспортировки химических реагентов. Технология допускает как непрерывный, так и периодический режимы обработки оборудования.

Зная эффективную концентрацию Dewaxol 7201, равную 0,055 % массовых, можно рассчитать необходимую дозировку ингибитора по формуле 4.8:

$$C_{г/м^3} = \frac{C_{\%} \cdot \rho}{100} \cdot K, \text{ г/м}^3 \quad (4.8)$$

где,  $C_{г/м^3}$  – концентрация в г/м<sup>3</sup>;

$\rho$  – плотность раствора (кг/м<sup>3</sup>), в нашем случае это водный раствор,  $\rho = 1000$  кг/м<sup>3</sup>;

$C_{\%}$  – массовая концентрация в процентах;

$K$  – коэффициент запаса, необходимый для учета потерь ингибитора, равный  $K = 1,2$ .

Таким образом подобранная дозировка равна 0,66 граммов ингибитора на 1 м<sup>3</sup> попутной **ВОДЫ** и зависит от обводненности продукции, которая в начальном случае равна 10 %.

#### 4.2.4 Расчет времени подъема продукции в НКТ нефтяной скважины

Проведенные лабораторные исследования подтвердили, что Dewaxol 7201 обладает свойствами кинетического ингибитора гидратообразования и замедляет время нуклеации газовых гидратов. Соответственно, было сделано предположение, что наличие в системе кинетического ингибитора гидратообразования позволит перейти от непрерывной закачки метанола к периодической закачке с определенным временным интервалом, который требуется определить.

Для начала необходимо определить время, за которое ГЖС проходит от приема насоса до устья скважины, с учетом прохода интервала, в котором создаются условия гидратообразования. Расчет производится аналогично расчету в разделе 2.4.

Таким образом получаем скорость ГЖС в рассматриваемом случае, равную:

$$C_{\text{ГЖС}} = 32,1 \text{ м/с}$$

Зная скорость движения ГЖС и глубину подвески насоса, глубину начала гидратообразования, предоставляется возможность определить время прохождения данного участка единичным объемом ГЖС. Таким образом, время прохождения от приема насоса до устья скважины  $t_{\text{уэцн}} = 82 \text{ с} = 1 \text{ мин } 22 \text{ с}$ , а время прохождения интервала активного гидратообразования составляет  $t_{\text{гидр}} = 16 \text{ с}$ .

Определение времени прохождения участка с условиями активного гидратообразования позволяет нам оценить возможности кинетического ингибирования гидратообразования реагентом Dewaxol 7201. Это дает возможность рассчитать интервал периодической закачки метанола на данной скважине.

#### 4.2.5 Расчет периодического режима закачки ингибитора гидратообразования

Периодическая дозировка ингибиторов представляет собой современный технологический процесс, направленный на предотвращение образования гидратов и АСПО в нефтяных скважинах. Технология базируется на принципе подачи химических реагентов с помощью дозировочных установок к приему насоса УЭЦН через определенные временные интервалы, что позволяет поддерживать необходимую концентрацию ингибиторов в стволе скважины. Для успешной реализации данной технологии применяется комплекс специализированного оборудования, включающего плунжерные дозировочные насосы, системы автоматического контроля, емкости для хранения реагентов, трубопроводную обвязку и различные измерительные приборы. Применение периодической дозировки ингибиторов позволяет снизить экономические затраты, сохранив технологическую эффективность от ингибирования.

Контроль эффективности процесса осуществляется путем мониторинга ряда ключевых параметров: давления и температуры в системе, концентрации реагентов, производительности скважины, что влияет на межремонтный период и стабильность работы нефтяной скважины.

При реализации данной технологии в нашем случае происходит периодическое введение ингибитора гидратообразования – метанола, в то время как ингибитор АСПО Dewaxol 7201 подается постоянно, предотвращая отложения на стенках скважинного оборудования.

Основными параметрами дозировки является сама дозировка реагента, которая была определена ранее, а также периодичность подачи реагента, которую необходимо определить. Для определения данного параметра необходимо соотнести время доставки ингибитора Dewaxol 7201 до необходимой зоны ингибирования и время нуклеации газовых гидратов, найденная ранее в лабораторных исследованиях.

Лабораторные исследования показали, что время нуклеации газовых гидратов увеличивается в среднем на **50 минут** при добавлении в систему Dewaxol 7201 в концентрации 0,055 % массовых. Соответственно, с учетом времени доставки ингибитора до приема насоса, времени прохождения потока от УЭЦН по НКТ до устья и времени прохождения реагентом интервала гидратообразования, была предложена следующая схема дозировки ингибитора гидратообразования: **метанол** закачивается **2 минуты при дозировке 1,46 г/м<sup>3</sup> газа**, что обеспечивает требуемую концентрацию метанола в зоне гидратообразования, равную **23,18 % масс.** После этого выдерживается **30 минут без закачки метанола**, затем цикл повторяется. Ингибитор-модификатор диспергирующего действия **Dewaxol 7201** закачивается постоянно с дозировкой **0,66 г/м<sup>3</sup> попутной воды**, для достижения требуемой концентрации **0,055 % масс.**

Разработанная ингибиторная технология предупреждения формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах с электроцентробежными насосами, на месторождениях высокопарафинистой малосмолистой нефти, обеспечивает расчетную эффективность при соблюдении нижеприведенных термобарических, физико-химических и эксплуатационных параметров. В таблице 4.2 представлена установленная область эффективного применения разработанной.

Таблица 4.2 – Область эффективного применения предложенной ингибиторной технологии предотвращения формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах (по данным автора)

Параметры	Диапазон применения
Температура хранения реагентов, °С	более – 45
Устьевое давление, МПа	более 1
Содержание парафинов*, % масс.	более 6 (высокопарафинистая нефть)
Содержание асфальтенов*, % масс.	менее 1 (малосмолистая нефть)

Продолжение таблицы 4.2

Параметры	Диапазон применения
Минерализация воды*, г/л	до 5 (переходные воды)
Обводненность*, %	более 5
Газовый фактор*, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	более 50 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
Способ эксплуатации скважины	УЭЦН
Растворимость ингибитора АСПО	водорастворимый

\*Требуется дополнительные исследования

Границы применимости технологии определяются следующими параметрами:

- температурный диапазон технологии ограничивается температурой застывания ингибитора АСПО, равной минус 50 °С. Взят запас в 5 °С с целью сохранения эффективности технологии. При низких температурах происходит резкая потеря вязкости реагентом и возрастание сопротивления при закачке раствора через системы УДР.

- устьевое давление. Разработанная технология применима при устьевых давлениях больше 1 МПа. При меньших давлениях по статистическим данным сильно снижается риск образования газовых гидратов в условиях добычи нефти в районах Крайнего Севера.

- содержание парафинов в нефти. Технология протестирована при содержании парафинов в нефти более 6 % масс. (высокопарафинистая нефть). Проявляется эффект увеличения времени нуклеации газогидрата в присутствии парафиновых частиц. При больших концентрациях парафина возможны другие закономерности образования совместных отложений, требуются дополнительные исследования.

- содержание асфальтенов. Область эффективного применения охватывает малосмолистые нефти с содержанием асфальтенов до 1 % масс. При превышении данного значения возможно формирование высоко адгезионных и термостабильных структур, требующих применения дополнительных растворяющих или тепловых методов воздействия. Также в ходе работы не проанализировано влияние асфальтенов и смол (природных ПАВ) на образование комплексных отложений.

- минерализация пластовой воды. Низкая минерализация пластовой воды (до 5 г/л) не оказывает существенного влияния на механизм действия ПАВ и термодинамику гидратообразования. Также минерализация попутной воды рассматриваемого объекта разработки в среднем не превышает 5 г/л. Повышенная минерализация может потребовать корректировки состава ингибитора гидратообразования и проведения дополнительных исследований.

- обводненность продукции. Технология применима при обводненности добываемой продукции более 5 %. При повышении обводненности возрастает риск интенсивного гидратообразования и создания сложно разделимых эмульсий воды с тяжелыми компонентами нефти, а также увеличивается расход термодинамического ингибитора гидратообразования, что

может потребовать дополнительных исследований. В рассматриваемой работе исследований проводились при средней обводненности продукции 10 %.

- газовый фактор. Разработанная технология применима при газовом факторе более 50 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. В ближайшем диапазоне значений обеспечивается устойчивое подавление роста газогидратных отложений при одновременном снижении количества АСПО. При дальнейшем росте газового фактора возможно другое поведение процесса образования отложений, требуются дополнительные исследования.

- способ эксплуатации скважины. Технология ориентирована на применение в скважинах, эксплуатируемых УЭЦН.

- растворимость ингибитора АСПО. Ингибитор АСПО должен обладать полной растворимостью в водной фазе для ингибирования обоих видов отложений.

Выход за данные границы снижает предсказуемость поведения системы и требует индивидуальной адаптации технологических и физико-химических параметров.

#### **4.3 Оценка межремонтного периода работы нефтяной скважины**

При эксплуатации нефтяной скважины формирование асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений приводит к уменьшению рабочего сечения, через которое осуществляется транспортировка флюида. Данное явление сопровождается значительным возрастанием гидравлических сопротивлений в системе, что приводит к прорывам газа из ГЖС и нарушению равномерности потока. При этом добыча жидкого флюида существенно затрудняется или полностью прекращается вследствие критического увеличения гидравлических потерь.

Ключевым показателем эффективности работы скважины выступает межремонтный период, который определяется как средняя продолжительность непрерывной эксплуатации скважины в сутках между последовательными ремонтами. Данный параметр служит индикатором технического состояния скважины и эффективности применяемых технологических решений [20, 23].

Для прогнозирования надежности работы скважин, оборудованных электроцентробежными насосами, были проведены расчеты с использованием метода множественной регрессии, позволившего смоделировать наработку оборудования до отказа. В практической деятельности расчет МРП обычно базируется на статистическом анализе эксплуатационных данных УЭЦН с различных месторождений. К сожалению, отсутствует систематизированная информация о взаимосвязи МРП работы скважины с условиями формирования кристаллогидратов и АСПО.

Тем не менее, наблюдается изменение следующих технологических параметров:

- давления на приеме насоса;
- газового фактора на приеме;
- температуры работы насосного оборудования;
- температуры пластовой жидкости на приеме.

Именно корреляция межремонтного периода с динамикой указанных параметров представляет особый интерес для дальнейшего исследования и анализа [20]. Отложения оказывают основное влияние на количество свободного газа и на температуру насоса, а также изменяют термобарические условия смеси на приеме насоса поэтому основное внимание обращаем на данные зависимости. Полученные статистические данные позволяют проводить оценку изменения межремонтного периода при варьировании отдельных характеристик при условии стабильности остальных параметров. Для определения общего изменения МРП необходимо учитывать совокупное воздействие всех влияющих факторов путем их комплексного расчета. Базовым значением МРП для рассматриваемого насосного оборудования принято значение 277 дней, что соответствует промысловым данным.

Проведем анализ влияния ключевых параметров на изменение МРП, начав с оценки количества свободного газосодержания на приеме насоса без учета работы секции газосепаратора. В результате оптимизации работы насосного оборудования данный показатель снизился до  $N'_g = 22,5\%$ . Параметр уменьшился прежде всего из-за спуска насоса на большую глубину. Последующий анализ изменения МРП в зависимости от свободного газосодержания будет проведен с использованием зависимости, представленной в работе [20]. Получаем:

$$k_{Ng} = \frac{\text{МРП}(N'_g)}{\text{МРП}(N_g)} = \frac{173}{156} = 1,113.$$

Результаты проведенных расчетов МРП при различных значениях газосодержания носят оценочный характер и позволяют лишь проследить тенденцию изменения данного показателя, а не определить его абсолютное значение. Аналогичным образом производится анализ влияния прочих технологических параметров.

Особое внимание уделяется температурному режиму насосного оборудования, который находится в прямой зависимости от множества эксплуатационных факторов скважины. На основании эмпирических зависимостей, учитывающих показатели давления на приеме, температурные условия и режимы работы УЭЦН. В первоначальном режиме эксплуатации температура насоса составляла  $T_n = 116,7^\circ\text{C}$ . В оптимизированном состоянии  $T'_n = 86,2^\circ\text{C}$ .

Оценим изменение МРП:

$$k_{T_n} = \frac{\text{МРП}(T'_n)}{\text{МРП}(T_n)} = \frac{336}{213} = 1,578.$$

Температура потока при первоначальных условиях равняется  $T_{\text{п}} = 44,9 \text{ } ^\circ\text{C}$ , а для оптимизированного случая  $T'_{\text{п}} = 52,6 \text{ } ^\circ\text{C}$ . Температура продукции увеличилась из-за изменения распределения температуры по глубине в скважине и более глубокого спуска насоса. Рассмотрим данную зависимость:

$$k_{T_{\text{п}}} = \frac{\text{МРП}(T'_{\text{п}})}{\text{МРП}(T_{\text{п}})} = \frac{611}{615} = 0,995$$

Оценим влияние давления приема на изменение МРП. Давление на приеме изменилось с первоначальных значений  $P_{\text{пр}} = 2,22 \text{ МПа}$  до значений в  $P'_{\text{пр}} = 7,53 \text{ МПа}$ . Получаем следующие результаты:

$$k_{P_{\text{пр}}} = \frac{\text{МРП}(P'_{\text{пр}})}{\text{МРП}(P_{\text{пр}})} = \frac{342}{180} = 1,899$$

В рамках проведенного исследований [20, 60] было выполнено комплексное изучение влияния глубины размещения насосного оборудования на продолжительность МРП. При увеличении глубины размещения насосного оборудования наблюдается закономерное снижение продолжительности безаварийной работы скважины. Получаем следующее:

$$k_{H_{\text{подв}}} = 0,847$$

Для количественной оценки изменения МРП применяется эмпирическая расчетная формула, которая учитывает индивидуальный вклад каждой эксплуатационной характеристики в общую продолжительность межремонтного периода.

Произведем расчет нового значения МРП с использованием данной методики. Полученное приблизительное значение составляет 419 суток, что демонстрирует увеличение межремонтного периода на 142 дня (на 50 %) по сравнению с исходным показателем.

Комплексная оптимизация работы насосного оборудования в условиях формирования АСПО и кристаллогидратов позволяет достичь существенного улучшения эксплуатационных параметров. В результате проведенных мероприятий наблюдается:

- снижение свободного газосодержания на приеме насоса;
- оптимизация температурного режима насосного оборудования;
- улучшение показателей давления на приеме.

Таким образом, внедрение оптимизационных мероприятий способствует значительному повышению эффективности эксплуатации насосного оборудования и увеличению продолжительности межремонтного периода.

#### **4.4 Расчет экономической эффективности внедрения технологии**

Оптимизация эффективности работы механизированного фонда скважин в условиях образования кристаллогидратов и АСПО реализуется через проектную деятельность с

привлечением действующих подрядных организаций на объекте. В связи с этим при проведении анализа экономической эффективности проекта исключаются такие составляющие затрат как:

- расходы на оплату труда персонала
- отчисления на социальное страхование
- налоговые платежи на имущество

Основной источник экономического эффекта в рамках проекта формируется за счет двух ключевых факторов:

- увеличение продолжительности межремонтного периода работы скважинного оборудования
- оптимизация расходов на использование химических реагентов.

Анализ экономической эффективности проекта включает расчет изменения себестоимости ингибирования скважин. Ключевыми факторами снижения затрат стали: уменьшение дозировок термодинамического ингибитора гидратообразования после оптимизации работы скважины, внедрение ингибитора АСПО Dewaxol 7201 и переход с постоянной на периодическую подачу ингибитора гидратообразования.

Годовые затраты на ингибирование одной скважины до оптимизации составляли 209 792 рубля, после внедрения изменений – 12 277 рублей. Получаем выручку (экономия)  $B_1 = 197\,514$  рублей в год.

Дополнительный экономический эффект формируется за счет сокращения количества плановых ремонтов: с 1,32 до 0,87 раз в год, что дает экономию  $B_2 = 293\,618$  рублей в год.

Также в выручку третьим показателем входит отсутствие затрат на проведение дополнительных работ по депарафинизации и дегидратированию скважины механическими и тепловыми способами, которые составляют ориентировочно  $B_3 = 500\,000$  рублей в год.

Совокупная годовая экономия складывается из трех компонентов и составляет  $B = 991\,132$  рубля в год.

Капитальные вложения в проект составляют 858,25 тыс. рублей и направлены на приобретение необходимого количества насосно-компрессорных труб для большего спуска оборудования. Расчет экономической эффективности производится на 8-летний период, соответствующий сроку службы установки электроцентробежного насоса.

План прибылей и убытков составляется на 8 лет работы. Прочие расходы, доходы, а также коммерческие и управленческие расходы равны 0. Соответственно, валовая прибыль (убыток) и прибыль (убыток) до налогообложения равны.

Для оценки эффективности проекта производится расчет ключевых экономических показателей [5].

Таблица 4.3 – План прибылей и убытков (по данным автора)

Наименование показателей, тыс. руб.	Год							
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Выручка	991,13	991,13	991,13	991,13	991,13	991,13	991,13	991,13
Производственная себестоимость	313,35	313,41	313,47	313,53	313,59	313,64	313,70	313,76
Валовая прибыль (убыток)	677,78	677,72	677,66	677,60	677,55	677,49	677,43	677,37
Прибыль (убыток) до налогообложения	677,78	677,72	677,66	677,60	677,55	677,49	677,43	677,37
Налог на прибыль	169,44	169,43	169,42	169,40	169,39	169,37	169,36	169,34
Чистая прибыль	508,33	508,29	508,25	508,20	508,16	508,12	508,07	508,03

Чистый дисконтированный доход (ЧДД, Net Present Value, NPV), рассчитывается по формуле 4.9:

$$NPV = \sum_{t=0}^T \left( \frac{B_t - K_t - \text{Пр}_t - H_t + Am_t}{(1+r)^t} \right), \quad (4.9)$$

где  $B_t$  – выручка от реализации в году  $t$ , тыс. руб.;

$K_t$  – капитальные вложения в году  $t$ , тыс. руб.;

$\text{Пр}_t$  – производственные затраты в году  $t$  без налогов, тыс. руб.;

$H_t$  – налоговые выплаты в году  $t$ , тыс. руб.;

$Am_t$  – амортизационные отчисления в году  $t$ , тыс. руб.;

$r$  – норма дисконта, доли.

Срок окупаемости с учетом дисконтирования (DPP, Discounted Payback Period) представляет собой временной промежуток от начала реализации проекта до момента, когда накопленный дисконтированный доход становится неотрицательным и сохраняет это значение до конца расчетного периода.

Внутренняя норма доходности (ВНД, Internal Rate of Return, IRR). называется такое положительное число  $r$  (норма дисконта) при котором соблюдаются следующие условия:

- при норме дисконта  $r = r_{\text{ВНД}}$  чистый дисконтированный доход проекта равен нулю;
- при значениях  $r$  больше  $r_{\text{ВНД}}$  – ЧДД принимает отрицательное значение;
- при всех меньших значениях  $r$  – ЧДД положителен.

Расчет ВНД производится с помощью встроенной функции Excel ВСД, примененной к денежному потоку проекта. Для анализа принимается ставка дисконтирования 17%, которая

традиционно используется при оценке инвестиционных проектов. Результаты экономического анализа представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.4 – Анализ эффективности проекта (по данным автора)

Наименования показателя, тыс. руб.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>Отток от инвестиционной деятельности</b>	858,25	0	0	0	0	0	0	0
Капитальные затраты	858,25	0	0	0	0	0	0	0
<b>Приток от операционной деятельности</b>	1116,1	1116,1	1116,1	1116,1	1116,1	1116,1	1116,1	1116,1
Выручка	991,13	991,13	991,13	991,13	991,13	991,13	991,13	991,13
Амортизационные отчисления	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00
<b>Отток от операционной деятельности</b>	344,55	344,59	344,64	344,68	344,72	344,76	344,81	344,85
Производственные затраты (себестоимость)	175,10	175,16	175,22	175,28	175,34	175,39	175,45	175,51
Налог на прибыль	169,44	169,43	169,42	169,4	169,39	169,37	169,36	169,34
<b>Результаты</b>								
Чистая прибыль	508,33	508,29	508,25	508,2	508,16	508,12	508,07	508,03
Денежный поток	-86,67	771,54	771,50	771,45	771,41	771,37	771,32	771,28
Накопленный денежный поток	-86,67	684,87	1456,4	2227,8	2999,2	3770,6	4541,9	5313,2
Коэффициент дисконтирования	1,00	0,85	0,73	0,62	0,53	0,46	0,39	0,33
Дисконтированный денежный поток	-86,67	655,81	563,19	478,30	408,85	354,83	300,82	254,52
<b>Накопленный дисконтированный денежный поток</b>	-86,67	569,14	1132,3	1610,6	2019,5	2374,3	2675,1	2929,7

Накопленный дисконтированный доход (NPV) составил 2929,65 тыс. рублей. Поскольку полученное значение является положительным, это подтверждает экономическую эффективность реализуемого проекта. Динамика изменения накопленного дисконтированного денежного потока в течение восьмилетнего периода реализации проекта отражена на рисунке 4.5.

Произведем расчет внутренней нормы доходности (IRR) с использованием встроенной функции Excel ВСД. Полученное значение показателя IRR составило 890%, что свидетельствует о высокой потенциальной доходности проекта. Индекс доходности инвестиций достиг значения 4,41, что однозначно указывает на экономическую целесообразность и перспективность

реализации проекта. Расчет дисконтированного срока окупаемости (DPP) показал, что проект окупается за период 1 год и 2 месяца. Данный показатель был определен двумя методами: графическим и аналитическим, что обеспечило высокую точность результата.

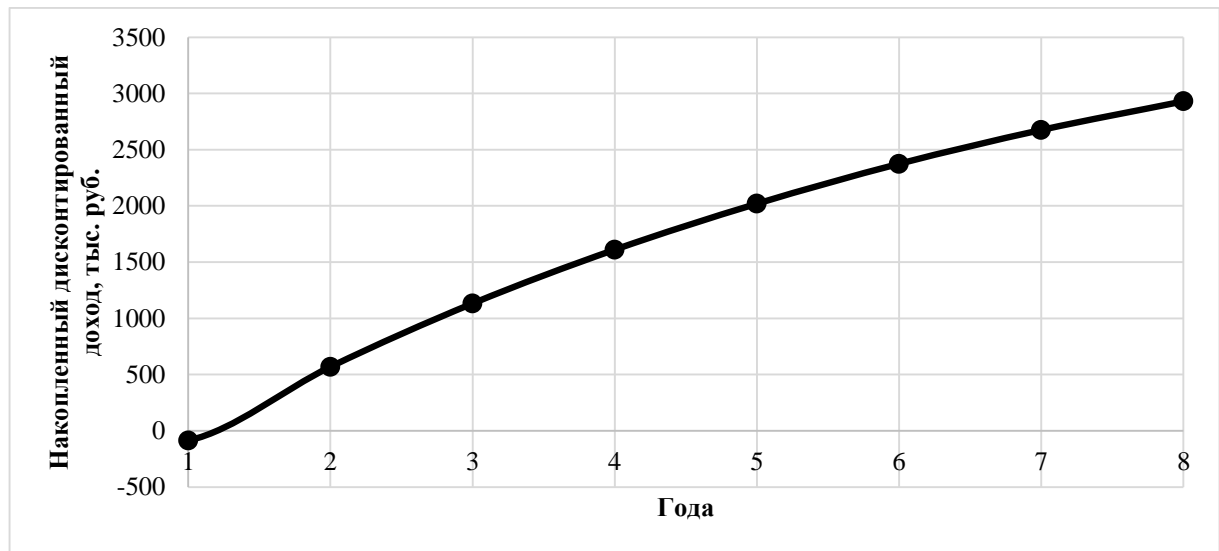


Рисунок 4.5 – График накопленного дисконтированного денежного потока по годам  
(составлено автором)

Внедрение оптимизационных мероприятий позволит не только сократить эксплуатационные затраты, но и существенно повысить эффективность работы скважинного оборудования, что делает проект привлекательным для реализации с точки зрения, как экономической, так и технической эффективности.

#### 4.5 Выводы к главе 4

1. С целью повышения эффективности работы нефтяной скважины была произведена замена старого погружного ЭЦН, работавшего в условиях форсированного отбора с низким забойным давлением, на новый. После этого, по представленной ранее модели, были определены глубины начала образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяной скважине, они составили 513,4 и 1279,1 метров соответственно. Также был выполнен подбор параметров работы нового ЭЦН с целью минимизации глубины образования данных отложений и повышения эффективности работы скважины, что позволило привести дебит скважины к необходимому показателю и уменьшить глубины начала образования газогидратов и АСПО на 119,4 и 72,6 метров соответственно, которые составляют теперь 383,8 и 1206,5 метров.

2. Проведенный анализ методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми и газогидратными отложениями позволил разработать ингибиторную технологию, основанную на совместном применении метанола и подобранного ингибитора АСПО Dewaxol 7201. Внедрение данной технологии обеспечило снижение ключевых параметров процесса ингибирования:

требуемая концентрация термодинамического ингибитора гидратообразования (метанола) уменьшилась на 24,07 %. Это позволило снизить дозировку метанола на 12,17 % по сравнению с исходными условиями. Также в ходе исследования была разработана следующая схема дозирования химических реагентов:

- постоянная подача ингибитора АСПО Dewaxol 7201 в количестве 0,66 г/м<sup>3</sup> попутной воды;
- периодическая подача метанола в количестве 1,46 г/м<sup>3</sup> попутного газа в течение 2 минут с последующей остановкой подачи на 30 минут.

3. Внедренные предложения по оптимизации технологических параметров работы нефтяной скважины, оборудованной УЭЦН, в осложненных условиях обеспечивают следующие результаты:

- снижение газосодержания на приеме насоса в 1,13 раз (до 22,5 %);
- уменьшение температуры насоса с 116,7 °С до 86,2 °С;
- повышение давления на приеме насоса с 2,22 МПа до 7,53 МПа;
- увеличение температуры добываемой жидкости на приеме насоса с 45 °С до 52,6 °С.

Оптимизация работы скважинного оборудования позволила увеличить МРП до 419 суток, что демонстрирует рост на 142 дня (на 50 %) по сравнению с исходным показателем. Полученные результаты подтверждают эффективность разработанного подхода к оптимизации работы скважин в условиях формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений. Разработанные технологические решения могут быть апробированы на промысловых объектах добычи нефти.

4. Реализация комплекса технологических мероприятий по оптимизации работы нефтяной скважины, оборудованной УЭЦН, позволила достичь положительного экономического эффекта. Ключевым результатом стало снижение затрат на ингибирование скважины в размере 197 514 рублей ежегодно. Существенный вклад в общую эффективность проекта внесло сокращение количества плановых ремонтов с 1,32 до 0,87 раз в год, что дало дополнительную экономию 293 618 рублей в год. Расчет экономических показателей демонстрирует высокую эффективность проекта:

- чистый дисконтированный доход (NPV) составил 2 929,65 тыс. рублей;
- индекс доходности инвестиций равен 4,41;
- срок окупаемости проекта – 1 год и 2 месяца.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках диссертационного исследования решена научная задача, направленная на повышение эффективности технологии предотвращения формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в процессе эксплуатации нефтяных скважин погружными электроцентробежными насосами путем оптимизации параметров работы скважинного оборудования совместно с использованием в качестве ингибиторов этих отложений химических составов на основе органических спиртов и ПАВ.

По результатам диссертационного исследования можно сделать следующие выводы:

1. Проведен анализ условий и механизмов образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, методов и технологий борьбы с ними, выявлены ключевые факторы, влияющие на процессы формирования данных отложений, включая термобарические условия, состав пластового флюида и режим работы скважинного оборудования.

2. Разработана математическая модель прогнозирования глубины образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах, созданная с учетом выявленной способности парафиновых углеводородов в составе нефти замедлять процесс нуклеации газовых гидратов в системе нефть-газ-вода.

3. Проведен анализ влияния режимных параметров скважинного оборудования (глубина спуска насоса, частота работы ПЭД, диаметр проходного сечения штуцера, внутренний диаметр НКТ) на глубины образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений. На основе полученных зависимостей определены оптимальные параметры эксплуатации рассматриваемой нефтяной скважины, позволяющие минимизировать риск образования данных отложений: увеличение глубины спуска насосного агрегата и повышение частоты работы ПЭД.

4. Создана и апробирована методика лабораторных исследований процессов совместного образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений с учетом изменения термобарических и кинетических условий протекания данных процессов.

5. По результатам проведения лабораторных исследований по разработанным методикам были установлены следующие закономерности образования газовых гидратов в присутствии парафина:

- изменение массового содержания парафина в нефти не оказывает влияния на равновесные условия гидратообразования в системе нефть-газ-вода, парафин не является природным термодинамическим ингибитором гидратообразования.

- время нуклеации газовых гидратов в системе нефть-газ-вода увеличивается при повышении массового содержания парафина в нефти: при увеличении массового содержания парафина до 7 % время нуклеации увеличивается до 7,8 %.

6. По результатам проведения лабораторных исследований химических реагентов на основе ПАВ установлено, что применение состава, представляющего собой смесь блоксополимера оксидов этилена и пропилена на основе этилендиамина (45 % масс.) и метанола (55 % масс.), при концентрации 0,055 % масс. в водной фазе системы нефть-газ-вода обеспечивает снижение скорости нуклеации газовых гидратов на 7,5 %, а также снижает равновесную температуру гидратообразования на 0,55 °С. Химический состав проявляет свойства как кинетического, так и термодинамического ингибитора гидратообразования.

7. Разработана ингибиторная технология предотвращения формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах с электроцентробежными насосами, на месторождениях высокопарафинистой малосмолистой нефти, основанная на совместном применении термодинамического ингибитора гидратообразования (метанола) и подобранного химического реагента, представляющего собой смесь блоксополимера оксидов этилена и пропилена на основе этилендиамина (45 % масс.) и метанола (55 % масс.). Применение данной технологии позволит обеспечить ингибирование обоих видов отложений, оптимизировать режим эксплуатации скважинного оборудования и увеличить МРП скважины до 50 %.

Перспективы дальнейших исследований по теме диссертационной работы связаны с совершенствованием методики прогнозирования образования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений, а также разработкой новых комплексных ингибирующих композиций.

**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ**

АА – антиагломератор;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ГГО – газогидратные отложения;

ГЖС – газожидкостная смесь;

ДСК – дифференциально-сканирующая калориметрия;

КИГ – кинетический ингибитор гидратообразования

МЭГ – моноэтиленгликоль;

МРП – межремонтный период;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПЭД – погружной электрический двигатель;

ТИГ – термодинамический ингибитор гидратообразования;

УВ – углеводороды;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ХС – «холодный стержень»;

ЭВМ – электронно-вычислительная машина;

ЭИН – электрический индукционный нагреватель;

ЭЦН – электроцентробежный насос.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Арбузов, В. Н. Эксплуатация Нефтяных И Газовых Скважин. Т. 2 / В. Н. Арбузов. – Томск : Издательство Томского политехнического университета, 2011. – 200 с.
2. Анализ факторов, влияющих на образование газовых гидратов в свободном и поровом объеме / **А. А. Воронцов**, Г. В. Буслаев, М. С. Сандыга [и др.] // Научный журнал Российского газового общества. – 2023. – № 3(39). – С. 32-43.
3. Газовые Гидраты Полуострова Ямал И Прилегающего Шельфа Карского моря Как Осложняющий Фактор Освоения Региона / Е. В. Перлова, Е. С. Микляева, С. А. Леонов [и др.] // Научно-Технический Сборник Вести Газовой Науки. – 2017. – Т. 32. – № 98. – С. 255-262.
4. Глущенко, В. Н. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений. Нефтепромысловая химия / В. Н. Глущенко, М. А. Силин, Ю. Г. Герин. – Москва : Интерконтакт Наука, 2009. – 475 с.
5. Завлин, П. Н. Оценка эффективности инноваций / П. Н. Завлин, А. В. Васильев. – Бизнес-Пресса, 1998. – 216 с.
6. Запорожец, Е. П. Гидраты / Е. П. Запорожец, Н. А. Шостак. – Краснодар : Общество с ограниченной ответственностью «Издательский Дом - Юг», 2014. – 460 с.
7. Ибрагимов, Н. Г. Повышение эффективности добычи нефти на месторождениях Татарстана / Н. Г. Ибрагимов. – Москва : Недра, 2005. – 315 с.
8. Ибрагимов, Н. Г. Осложнения в нефтедобыче / Н. Г. Ибрагимов, А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков. – Уфа : ООО "Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. – 302 с.
9. Исследование влияния магнитного поля на температуру насыщения нефти парафином нефти Урманского месторождения / М. К. Рогачев, М. И. Кузьмин, П. В. Рошин, Л. К. Васкес Карденас // Международный научно-исследовательский журнал. – 2013. – № 7. – С. 5-14.
10. Истомин, В. А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В. А. Истомин, В. Г. Квон. – Москва : ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 506 с.
11. Комплексная технология для удаления и предупреждения образования АСПО / С. Хлопин, Е. Матрос, Л. Казакова, В. Журавлев // Нефтесервис. – 2010. – Т. 80. – № 81. – С. 96-97.
12. Коробов, Г. Ю. Исследование влияния асфальто-смолистых компонентов в нефти на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений / Г. Ю. Коробов, М. К. Рогачев // Электронный Научный Журнал «Нефтегазовое Дело». – 2015. – Т. 3. – С. 162-173.
13. Коробов, Г. Ю. Исследование условий образования газогидратных и асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти механизированным способом / Г. Ю. Коробов, **А. А. Воронцов** // Известия Томского политехнического университета.

Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 10. – С. 61-75. – DOI 10.18799/24131830/2023/10/4181.

14. Коробов, Г. Ю. Методика определения глубины образования газовых гидратов и АСПО отложений в нефтедобывающей скважине / Г. Ю. Коробов, **А. А. Воронцов** // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2024. – № 1(145). – С. 67-73.

15. Коробов, Г. Ю. Механизмы образования асфальтосмолопарафиновых отложений Методики исследования / Г. Ю. Коробов, Д. В. Парфенов // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – Т. 8. – № 128. – С. 22-28.

16. Коробов, Г. Ю. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами с использованием ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» / Г. Ю. Коробов. – Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, 2016. – 106 с.

17. Коробов, Г. Ю. Проблема мониторинга остаточного содержания ингибиторов АСПО / Г. Ю. Коробов, Д. В. Парфенов, В. Т. Нгуен // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2023. – № 12(144). – С. 68-72.

18. Кутырев, Е. Ф. Особенности влияния свободного газа на показатели эксплуатации добывающих скважин, дренирующих низкопроницаемые пласты с недонасыщенной нефтью / Е. Ф. Кутырев, В. Н. Сергиенко // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – С. 100-104.

19. Мазепа, Б. А. Защита нефтепромыслового оборудования от парафиновых отложений / Б. А. Мазепа. – Москва : Недра, 1972. – 119 с.

20. Мельниченко, В. Е. Оценка влияния основных технологических характеристик добывающих скважин на ресурс погружных электроцентробежных насосов : специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Мельниченко Виктор Евгеньевич. – Москва, 2017. – 170 с.

21. Михеева, Е. В. Определение поверхностного натяжения. Расчет молекулярных характеристик исследуемого ПАВ: методические указания к выполнению лабораторных работ по дисциплинам «Поверхностные явления и дисперсные системы» и «Коллоидная химия» / Е. В. Михеева, Л. С. Анисимова. – Томск : Издательство Томского политехнического университета, 2009. – 29 с.

22. Мищенко, И. Т. Расчеты при добыче нефти и газа / И. Т. Мищенко. – Москва : «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – 296 с.

23. Мищенко, И. Т. Скважинная Добыча Нефти: Учебное пособие для вузов / И. Т. Мищенко. – Москва : «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

24. Небогина, Н. А. Особенности формирования и осадкообразования водонефтяных эмульсий / Н. А. Небогина, И. В. Прозорова, Н. В. Юдина // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2008. – № 1. – С. 21-23.
25. Оценка глубины гидратообразования в нефтяных скважинах, расположенных в зоне вечной мерзлоты / К. М. Федоров, В. Е. Вершинин, Р. А. Хабибуллин, А. И. Варавва // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2013. – Т. 7. – С. 83-90.
26. Персиянцев, М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М. Н. Персиянцев. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.
27. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: Учебное пособие для вузов / И. Т. Мищенко, В. А. Сахаров, В. Г. Грон, Г. И. Богомольный. – Москва : Недра, 1984. – 272 с.
28. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024619314 Российская Федерация. Программа расчета термобарических условий в нефтедобывающей скважине при образовании органических отложений. Заявка № 2024617224: заявл. 08.04.2024: опубл. 22.04.2024/ **А.А. Воронцов**, Г.В. Буслаев, Г.Ю. Коробов; заявитель/правообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II». – 1с.: ил. – Текст: непосредственный.
29. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. / Ш. К. Гиматудинов, Р. С. Андриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров; ред. Ш. К. Гиматудинов. – Москва : Недра, 1983. – 455 с.
30. Тагиров, К. М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / К. М. Тагиров. – Москва : Издательский центр «Академия», 2012. – 336 с.
31. Требин, Г. Ф. Методическое руководство по выявлению залежей, нефти которых насыщены или близки к насыщению парафином / Г. Ф. Требин, Ю. В. Капырин, А. В. Савинихина. – 1980. – 12 с.
32. Федоров, К. М. Математическая модель оперативного управления газоконденсатным месторождением / К. М. Федоров, В. Е. Вершинин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 3(105). – С. 77-84.
33. Хабибуллин, З. А. Борьба с парафиноотложениями в нефтедобыче: учеб.пособие / З. А. Хабибуллин, З. М. Хусаинов, Г. А. Ланчаков. – Уфа : УГНТУ, 1992. – 105 с.
34. Чаронов, В. Я. Современная технология очистки нефтяных скважин от парафина / В. Я. Чаронов, М. М. Музагитов, А. Г. Иванов // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 4. – С. 55-57.
35. A Comprehensive Asset Evaluation Method for Oil and Gas Projects / M. Zhang, A. Jia, Z. Lei, G. Lei // Processes. – 2023. – Т. 11. – № 8. – С. 2398. – DOI: 10.3390/pr11082398

36. A new hydrate deposition prediction model for gas-dominated systems with free water / Z. Wang, J. Zhang, B. Sun [и др.] // *Chemical Engineering Science*. – 2017. – Т. 163. – С. 145-154. – DOI: 10.1016/j.ces.2017.01.030
37. A perspective on dual purpose gas hydrate and corrosion inhibitors for flow assurance / A. Qasim, M. S. Khan, B. Lal, A. M. Shariff // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Т. 183. – № December 2018. – С. 106418. – DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106418
38. A review of design considerations of centrifugal pump capability for handling inlet gas-liquid two-phase flows / Q. Jiang, Y. Heng, X. Liu [и др.] // *Energies*. – 2019. – Т. 12. – № 6. – DOI: 10.3390/en12061078
39. A transient simulation model to predict hydrate formation rate in both oil- and water-dominated systems in pipelines / Y. Wang, C. A. Koh, J. A. Dapena, L. E. Zerpa // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2018. – Т. 58. – № July. – С. 126-134. – DOI: 10.1016/j.jngse.2018.08.010
40. A unified thermodynamic framework to compute the hydrate formation conditions of acidic gas/water/alcohol/electrolyte mixtures up to 186.2 MPa / W. Jia, F. Yang, C. Li [и др.] // *Energy*. – 2021. – Т. 230. – С. 120735. – DOI: 10.1016/j.energy.2021.120735
41. Addepalli, T. Mechanistic Approach to Unravel Asphaltene–Wax Interactions: Thermal, Rheological, and Morphological Investigation / T. Addepalli, L. Kumar // *Energy & Fuels*. – 2024. – Т. 38. – Mechanistic Approach to Unravel Asphaltene–Wax Interactions. – DOI: 10.1021/acs.energyfuels.4c01555
42. Aleksandrov, A. N. Simulating the formation of wax deposits in wells using electric submersible pumps / A. N. Aleksandrov, M. A. Kishchenko, T. N. Van // *Advances in Raw Material Industries for Sustainable Development Goals*. – 2021. – С. 283-295.
43. Aman, Z. M. Interfacial phenomena in gas hydrate systems / Z. M. Aman, C. A. Koh // *Chemical Society Reviews*. – 2016. – Т. 45. – № 6. – С. 1678-1690. – DOI: 10.1039/C5CS00791G
44. Analysis of Nucleation Time of Gas Hydrates in Presence of Paraffin During Mechanized Oil Production / G. Y. Korobov, **A. A. Vorontsov**, G. V. Buslaev, V. T. Nguyen // *International Journal of Engineering, Transactions A: Basics*. – 2024. – Vol. 37, No. 7. – P. 1343-1356. – DOI: 10.5829/ije.2024.37.07a.13.
45. Antiagglomerants Affect Gas Hydrate Growth / T. Bui, F. Sicard, D. Monteiro [и др.] // *Journal of Physical Chemistry Letters*. – 2018. – Т. 9. – № 12. – С. 3491-3496. – DOI: 10.1021/acs.jpcclett.8b01180
46. Carroll, J. J. *Natural Gas Hydrates* / J. J. Carroll. – Elsevier Science & Technology Books, 2009.

47. CFD simulation and experimental study of oil viscosity effect on multi-stage electrical submersible pump (ESP) performance / J. Zhu, H. Banjar, Z. Xia, H. Q. Zhang // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2016. – Т. 146. – С. 735-745. – DOI: 10.1016/j.petrol.2016.07.033
48. Cherepovitsyn, A. E. Innovative approach to the development of mineral raw materials of the arctic zone of the Russian Federation / A. E. Cherepovitsyn, S. Lipina, O. Evseeva // *Journal of Mining Institute*. – 2018. – Т. 232. – С. 438-444. – DOI: 10.31897/pmi.2018.4.438
49. Coupled thermal model of wellbore and permafrost in Arctic regions / X. Wang, Z. Wang, X. Deng [и др.] // *Applied Thermal Engineering*. – 2017. – Т. 123. – С. 1291-1299. – DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2017.05.186
50. Daraboina, N. Natural gas hydrate formation and inhibition in gas/crude oil/aqueous systems / N. Daraboina, S. Pachitsas, N. V. Solms // *Fuel*. – 2015. – Т. 148. – С. 186-190. – DOI: 10.1016/j.fuel.2015.01.103
51. Designing of a washing composition model to conduct the hot flushing wells producing paraffin crude oil / A. Lekomtsev, A. Kozlov, W. Kang, A. Dengaev // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Т. 217. – № June. – С. 110923. – DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110923
52. Determining the critical time points for hydrate formation in the presence of kinetic hydrate inhibitors: A rheological and kinetic study / K. Liu, M. Zi, X. Zou [и др.] // *Fuel*. – 2024. – Т. 376. – С. 132702. – DOI: 10.1016/j.fuel.2024.132702.
53. Drozdov, A. N. Prospects of development of jet pump's well operation technology in Russia / A. N. Drozdov // *Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference*. – 2015.
54. Effect of asphaltenes on growth behavior of methane hydrate film at the oil-water interface / S. Liang, X. Li, C. Wang [и др.] // *Energy*. – 2023. – Т. 288. – С. 129734. – DOI: 10.1016/j.energy.2023.129734
55. Effect of heating rate on the accuracy of measuring equilibrium conditions for methane and argon hydrates / A. P. Semenov, V. I. Medvedev, P. A. Gushchin, V. S. Yakushev // *Chemical Engineering Science*. – 2015. – Т. 137. – С. 161-169. – DOI: 10.1016/j.ces.2015.06.031
56. Effect of wax on hydrate formation in water-in-oil emulsions / W. Wang, Q. Huang, H. Zheng [и др.] // *Journal of Dispersion Science and Technology*. – 2020. – Т. 41. – № 12. – С. 1821-1830. – DOI: 10.1080/01932691.2019.1637751
57. Effects of oil composition on interactions between paraffinic and asphaltenic components and the performance of paraffin inhibitors / O. M'barki, J. Clements, L. Salazar [et al.] // *Geoenergy Science and Engineering*. – 2023. – Vol. 225. – P. 211699. DOI: – 10.1016/j.geoen.2023.211699

58. Electric-submersible-pump performance under methane/water/methane-hydrate pipe flows / T. Shimizu, Y. Yamamoto, N. Tenma, H. Narita // *Proceedings of the International Offshore and Polar Engineering Conference*. – 2015. – Тт. 2015-Janua. – С. 132-138.
59. Evolution of morphology and cohesive force of hydrate particles in the presence/absence of wax / Y. Liu, C. Wu, X. Lv [и др.] // *RSC Advances*. – 2022. – Т. 12. – № 23. – С. 14456-14466. – DOI: 10.1039/D2RA02266D
60. Experimental and modeling investigations of hydrate phase equilibria in natural clayey-silty sediments / Z. Liu, Z. Wang, L. Chen [и др.] // *Chemical Engineering Journal*. – 2022. – Т. 449. – № June. – С. 137557. – DOI: 10.1016/j.cej.2022.137557
61. Experimental investigation of the Electrical Submersible Pump's energy consumption under unstable and stable oil/water emulsions: A catastrophic phase inversion analysis / N. A. V. Bulgarelli, J. L. Biazussi, W. Monte Verde [и др.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Т. 216. – № May. – С. 110814. – DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110814
62. Experimental modeling of methane release from intrapermafrost relic gas hydrates when sediment temperature change / V. S. Yakushev, A. P. Semenov, V. I. Bogoyavlensky [и др.] // *Cold Regions Science and Technology*. – 2018. – Т. 149. – № January. – С. 46-50. – DOI: 10.1016/j.coldregions.2018.02.007
63. Experimental study and mechanistic modeling of pressure surging in electrical submersible pump / J. Zhu, X. Guo, F. Liang, H. Q. Zhang // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2017. – Т. 45. – С. 625-636. – DOI: 10.1016/j.jngse.2017.06.027
64. Experimental study on hydrate formation and flow characteristics with high water cuts / S. Zhou, X. Chen, C. He [и др.] // *Energies*. – 2018. – Т. 11. – № 10. – DOI: 10.3390/en11100000
65. Experimental Validation of the Numerical Model for Oil-Gas Separation / S. G. Tomescu, I. Mălăeș, R. Coștîu, S. Voicu // *Inventions*. – 2023. – Т. 8. – № 5. – С. 125.
66. Fan, K. Experimental study on the wax deposit properties in the radial direction in crude oil pipeline: wax precipitation, carbon number distribution / K. Fan, S. Li, W. Li // *Petroleum Science and Technology*. – 2022. – Т. 40. – № 19. – С. 2319-2335. – DOI: 10.1080/10916466.2022.2041663
67. Fandiño, O. Methane hydrate nucleation and growth from the bulk phase: Further insights into their mechanisms / O. Fandiño, L. Ruffine // *Fuel*. – 2014. – Т. 117. – № PART A. – С. 442-449. – DOI: 10.1016/j.fuel.2013.10.004
68. Fault identification using a chain of decision trees in an electrical submersible pump operating in a liquid-gas flow / M. B. Castellanos, A. L. Serpa, J. L. Biazussi [и др.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Т. 184. – № February 2019. – С. 106490. – DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106490

69. Flow assurance during deepwater gas well testing: Hydrate blockage prediction and prevention / Z. Wang, Y. Zhao, J. Zhang [и др.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Т. 163. – № January. – С. 211-216. – DOI: 10.1016/j.petrol.2017.12.093
70. Formation and agglomeration of gas hydrates in gas – organic liquid – water systems in a stirred reactor: Role of resins/asphaltenes/surfactants / A. S. Stoporev, A. P. Semenov, V. I. Medvedev [и др.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Т. 176. – № August 2018. – С. 952-961. – DOI: 10.1016/j.petrol.2019.02.002
71. Gamboa, J. Review on ESP surging correlations and models / J. Gamboa, M. Prado // *SPE Production and Operations Symposium, Proceedings*. – 2011. – № March. – С. 145-159. – DOI: 10.2118/140937-ms
72. Gas hydrate deposit formation in transient flowloop tests and mitigation with a surface treatment / M. Pickarts, S. Ravichandran, J. Delgado-Linares [и др.] // *Fuel*. – 2022. – Т. 311. – № September 2021. – С. 122532. – DOI: 10.1016/j.fuel.2021.122532
73. Gas hydrate deposition on a cold surface in water-saturated gas systems / I. Rao, C. A. Koh, E. D. Sloan, A. K. Sum // *Industrial and Engineering Chemistry Research*. – 2013. – Т. 52. – № 18. – С. 6262-6269. – DOI: 10.1021/ie400493a
74. Gas hydrates in sustainable chemistry / A. Hassanpouryouzband, E. Joonaki, M. V. Farahani [и др.] // *Chemical Society Reviews*. – 2020. – Т. 49. – № 15. – С. 5225-5309. – DOI: 10.1039/c8cs00989a
75. Gas hydrates phase equilibria for brine blends: Measurements and comparison with prediction models / X. Zhang, P. Vijayamohan, Y. Hu [и др.] // *Fluid Phase Equilibria*. – 2020. – Т. 521. – С. 112688. – DOI: 10.1016/j.fluid.2020.112688
76. Generation of methane gas hydrate equilibrium curve for the thermodynamic gas hydrate inhibitor propylene glycol / B. Deka, A. Barifcani, A. A. Helal [и др.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Т. 199. – № November 2020. – С. 108312. – DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108312
77. Golubev, I. Practice of using the magnetic treatment devices to intensify the processes of primary oil treating / I. Golubev, A. V. Golubev, A. B. Laptev // *Journal of Mining Institute*. – 2020. – Т. 245. – № 1. – С. 554-560. – DOI: 10.31897/PMI.2020.5.7
78. Guimin, Y. Study on Hydrate Risk in the Water Drainage Pipeline for Offshore Natural Gas Hydrate Pilot Production / Y. Guimin, J. Hao, K. Qingwen // *Frontiers in Earth Science*. – 2022. – Т. 9. – № February. – С. 1-9. – DOI: 10.3389/feart.2021.816873
79. Heat dissipation of the Electrical Submersible Pump (ESP) installed in a subsea skid / J. R. Martins, D. D. C. Ribeiro, F. D. A. R. Pereira [и др.] // *Oil and Gas Science and Technology*. – 2020. – Т. 75. – DOI: 10.2516/ogst/2020009

80. Hydrate antiagglomeration performance for the active components extracted from a terrestrial plant fruit / X. Q. Wang, H. B. Qin, Q. L. Ma [и др.] // *Energy and Fuels*. – 2017. – Т. 31. – № 1. – С. 287-298. – DOI: 10.1021/acs.energyfuels.6b02305
81. Hydrate bedding modeling in oil-dominated systems / Y. Wang, B. C. Hutchinson, M. A. Pickarts [и др.] // *Fuel*. – 2021. – Т. 289. – № November 2020. – С. 119901. – DOI: 10.1016/j.fuel.2020.119901
82. Hydrate formation and deposition in a gas-dominant flowloop: Initial studies of the effect of velocity and subcooling / Z. M. Aman, M. D. Lorenzo, K. Kozielski [и др.] // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2016. – Т. 35. – С. 1490-1498. – DOI: 10.1016/j.jngse.2016.05.015
83. Hydrate growth and agglomeration in the presence of wax and anti-agglomerant: A morphology study and cohesive force measurement / Y. Liu, C. Wu, X. Lv [и др.] // *Fuel*. – 2023. – Т. 342. – № December 2022. – С. 127782. – DOI: 10.1016/j.fuel.2023.127782
84. Improved thermal model considering hydrate formation and deposition in gas-dominated systems with free water / Z. Wang, J. Yu, J. Zhang [и др.] // *Fuel*. – 2019. – Т. 236. – № June 2018. – С. 870-879. – DOI: 10.1016/j.fuel.2018.09.066
85. Influence of the memory effect during CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> mixed gas hydrate reformation process / Q. Gao, J. Zhao, J. Guan, C. Zhang // *Fuel*. – 2023. – Т. 353. – № July. – С. 129249. – DOI: 10.1016/j.fuel.2023.129249
86. Interfacial Heat and Mass Transfer Effects on Secondary Hydrate Formation under Different Dissociation Conditions / X. Kou, H. Zhang, X.-S. Li [и др.] // *Langmuir*. – 2024. – Т. 40. – № 7. – С. 3617-3627. – DOI: 10.1021/acs.langmuir.3c03289
87. Inter-stage energy characteristics of electrical submersible pump under gassy conditions / J. Hang, L. Bai, L. Zhou [и др.] // *Energy*. – 2022. – Т. 256. – С. 124624. – DOI: 10.1016/j.energy.2022.124624
88. Investigating hydrate formation and flow properties in water-oil flow systems in the presence of wax / Y. Liu, J. Meng, X. Lv [и др.] // *Frontiers in Energy Research*. – 2022. – Т. 10. – № September. – С. 1-14. – DOI: 10.3389/fenrg.2022.986901
89. Investigation of gas hydrate formation and inhibition in oil-water system containing model asphaltene / M. Zi, G. Wu, J. Wang, D. Chen // *Chemical Engineering Journal*. – 2021. – Т. 412. – № November 2020. – С. 128452. – DOI: 10.1016/j.cej.2021.128452
90. Investigation on the mechanism of wax deposition inhibition induced by asphaltenes and wax inhibitors / F. Yang, H. Zhu, C. Li [и др.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Т. 204. – № March 2020. – С. 108723. – DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108723
91. Investigating the effect of copolymer type and initial temperature on preventing deposition process in wax/asphaltene nanostructure using molecular dynamics simulation / M. Ou, A.

- B. M. Ali, M. M. Al-Zahiwat [et al.] // *International Communications in Heat and Mass Transfer*. – 2024. – Vol. 159. – P. 108222. – DOI: 10.1016/j.icheatmasstransfer.2024.108222
92. Khaibullina, K. S. Development of an asphalt-resin-paraffin deposits inhibitor and substantiation of the technological parameters of its injection into the bottom-hole formation zone / K. S. Khaibullina, G. Y. Korobov, A. V. Lekomtsev // *Periodico Tche Quimica*. – 2020. – T. 17. – № 34. – C. 769-781. – DOI: 10.52571/ptq.v17.n34.2020.793\_p34\_pgs\_769\_781.pdf
93. Khamehchi, E. Predicting the Hydrate Formation Temperature by a New Correlation and Neural Network / E. Khamehchi, E. Shamohammadi, S. H. Yousefi // *Gas Processing Journal*. – 2013. – T. 1. – № 1. – C. 41-50.
94. Korobov, G. Depth computation for the onset of organic sedimentation formation in the oil producing well as exemplified by the Sibirskoye oil field / G. Korobov, D. Podoprigora // *Acta Technica CSAV (Ceskoslovensk Akademie Ved)*. – 2018. – T. 63. – № 3. – C. 481-492.
95. Korobov, G. Yu. Influence of Inhibitors Based on Surfactants on Processes of Hydrates and Asphalt-Resin-Paraffin Deposits Formation: Experimental Studies / G. Yu. Korobov, **A. A. Vorontsov**, G. V. Buslaev // *International Journal of Engineering, Transactions A: Basics*. – 2025. – Vol. 38, No. 10. – P. 2220-2230. – DOI: 10.5829/ije.2025.38.10a.02.
96. Korobov, G. Study of adsorption and desorption of asphaltene sediments inhibitor in the bottomhole formation zone / G. Korobov, I. Raupov // *International Journal of Applied Engineering Research*. – 2017. – T. 12. – № 2. – C. 267-272.
97. Korobov, G. Y. Temperature distribution along well bore / G. Y. Korobov, V. A. Mordvinov // *Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry*. – 2013. – № 4. – C. 57-59.
98. Lin, J. Research on Formation Prediction Model of Gas Hydrate / J. Lin // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2021. – T. 651. – DOI: 10.1088/1755-1315/651/3/032088
99. Massarweh, O. The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances / O. Massarweh, A. S. Abushaikha // *Energy Reports*. – 2020. – Vol. 6. – The use of surfactants in enhanced oil recovery. – P. 3150-3178. – DOI: 10.1016/j.egy.2020.11.009
100. M'barki, O. Effect of Asphaltenes and Asphaltene Dispersants on Wax Precipitation and Treatment / O. M'barki, J. Clements, Q. P. Nguyen // *Colloids and Interfaces*. – 2024. – Vol. 8. – № 3. – P. 30. – DOI: 10.3390/colloids8030030
101. Mechanical analysis of coiled tubing in the process of hydrate and wax plugs removal in subsea pipelines / F. Guan, F. Wan, S. Liu [и др.] // *Ships and Offshore Structures*. – 2021. – T. 16. – № 6. – C. 620-631. – DOI: 10.1080/17445302.2020.1767465
102. Mechanisms of gas hydrate formation and inhibition / C. A. Koh, R. E. Westacott, W. Zhang [и др.] // *Fluid Phase Equilibria*. – 2002. – Тт. 194-197. – C. 143-151. – DOI: 10.1016/S0378-3812(01)00660-4

103. Memory effect of CO<sub>2</sub>-hydrate formation in porous media / Z. Wen, Y. Yao, W. Luo, X. Lei // *Fuel*. – 2021. – Т. 299. – № January. – С. 120922. – DOI: 10.1016/j.fuel.2021.120922
104. Merey, S. Design of electrical submersible pumps in methane hydrate production wells: A case study in Nankai trough methane hydrates / S. Merey, H. Aydin, T. Eren // *Upstream Oil and Gas Technology*. – 2020. – Т. 5. – № August. – DOI: 10.1016/j.upstre.2020.100023
105. Modeling flow pattern transitions in electrical submersible pump under gassy flow conditions / J. Zhu, J. Zhang, G. Cao [и др.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Т. 180. – № October 2018. – С. 471-484. – DOI: 10.1016/j.petrol.2019.05.059
106. Modeling of Hydrate Blockage in Gas-Dominated Systems / Z. Wang, Y. Zhao, B. Sun [и др.] // *Energy and Fuels*. – 2016. – Т. 30. – № 6. – С. 4653-4666. – DOI: 10.1021/acs.energyfuels.6b00521
107. Modeling of hydrate layer growth in horizontal gas-dominated pipelines with free water / Z. Wang, J. Zhang, L. Chen [и др.] // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2018. – Т. 50. – № July 2017. – С. 364-373. – DOI: 10.1016/j.jngse.2017.11.023
108. Modelling the hydrate formation condition in consideration of hydrates structure transformation / J. Gao, Q. Sun, Z. Xu [и др.] // *Chemical Engineering Science*. – 2022. – Т. 251. – С. 117487. – DOI: 10.1016/j.ces.2022.117487
109. Molecular dynamics simulation to explore the synergistic inhibition effect of kinetic and thermodynamic hydrate inhibitors / Z. Li, Y. Zhang, Y. Shen [и др.] // *Energy*. – 2022. – Т. 238. – С. 121697. – DOI: 10.1016/j.energy.2021.121697
110. Molecular mechanisms responsible for hydrate anti-agglomerant performance / A. Phan, T. Bui, E. Acosta [и др.] // *Physical Chemistry Chemical Physics*. – 2016. – Т. 18. – № 36. – С. 24859-24871. – DOI: 10.1039/c6cp03296f
111. Multiple controlling factors for methane hydrate formation in water-continuous system / W. Fu, Z. Wang, B. Sun [и др.] // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. – 2019. – Т. 131. – С. 757-771. – DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.10.025
112. Nasir, Q. A review on the role and impact of various additives as promoters/ inhibitors for gas hydrate formation / Q. Nasir, H. Suleman, Y. A. Elsheikh // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2020. – Т. 76. – № December 2019. – С. 103211. – DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103211
113. Nguyen, N. N. Critical Review on Gas Hydrate Formation at Solid Surfaces and in Confined Spaces - Why and How Does Interfacial Regime Matter? / N. N. Nguyen, M. Galib, A. V. Nguyen // *Energy and Fuels*. – 2020. – Т. 34. – № 6. – С. 6751-6760. – DOI: 10.1021/acs.energyfuels.0c01291

114. Numerical study of the effects of some geometric characteristics of a centrifugal pump impeller that pumps a viscous fluid / M. H. Shojaeefard, M. Tahani, M. B. Ehghaghi [и др.] // *Computers and Fluids*. – 2012. – Т. 60. – С. 61-70. – DOI: 10.1016/j.compfluid.2012.02.028
115. Prediction and management of hydrate reformation risk in pipelines during offshore gas hydrate development by depressurization / Z. Liu, B. Sun, Z. Wang [и др.] // *Fuel*. – 2021. – Т. 291. – № December 2020. – С. 120116. – DOI: 10.1016/j.fuel.2020.120116
116. Prediction of equilibrium conditions for gas hydrates in the organic inhibitor aqueous solutions using a thermodynamic consistency-based model / S. Li, Y. Li, L. Yang [и др.] // *Fluid Phase Equilibria*. – 2021. – Т. 544-545. – С. 113118. – DOI: 10.1016/j.fluid.2021.113118
117. Prediction of methane hydrate formation conditions in salt water using machine learning algorithms / H. Xu, Z. Jiao, Z. Zhang [и др.] // *Computers and Chemical Engineering*. – 2021. – Т. 151. – С. 107358. – DOI: 10.1016/j.compchemeng.2021.107358
118. Prevention of hydrate plugging by kinetic inhibitor in subsea flowline considering the system availability of offshore gas platform / Y. Kim, I. I. Q. Afonso, H. Jang, J. Lee // *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. – 2020. – Т. 82. – С. 349-358. – DOI: 10.1016/j.jiec.2019.10.034
119. Promotion and inhibition effects of wax on methane hydrate formation and dissociation in water-in-oil emulsions / S. Tong, P. Li, F. Lv [и др.] // *Fuel*. – 2023. – Т. 337. – № October 2022. – С. 127211. – DOI: 10.1016/j.fuel.2022.127211
120. Ragunathan, T. Wax formation mechanisms, wax chemical inhibitors and factors affecting chemical inhibition / T. Ragunathan, H. Husin, C. D. Wood // *Applied Sciences (Switzerland)*. – 2020. – Т. 10. – № 2. – С. 1-18. – DOI: 10.3390/app10020479
121. Rogachev, M. Justification of a comprehensive technology for preventing the formation of asphalt-resin-paraffin deposits during the production of highlyparaffinic oil by electric submersible pumps from multiformation deposits / M. Rogachev, A. Aleksandrov // *Journal of Mining Institute*. – 2021. – Т. 250. – № 4. – С. 596-605. – DOI: 10.31897/PMI.2021.4.13
122. Routes to hydrate formation from water dissolved in gas and impact of mineral surfaces / B. Kvamme, N. Wei, J. Zhao [и др.] // *Petroleum*. – 2021. – Т. 7. – № 4. – С. 385-401. – DOI: 10.1016/j.petlm.2021.10.012
123. Saracheva, D. A. Calculation of parameters of jet apparatus for optimal joint work mode with installation of electric centrifugal pump / D. A. Saracheva, R. I. Vakhitova, K. R. Urazakov // *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*. – 2019. – Т. 330. – № 10. – С. 91-101. – DOI: 10.18799/24131830/2019/10/2301
124. Schicks, J. M. Kinetic and thermodynamic aspects of clathrate hydrate nucleation and growth / J. M. Schicks, M. Luzi-Helbing // *Journal of Chemical and Engineering Data*. – 2015. – Т. 60. – № 2. – С. 269-277. – DOI: 10.1021/je5005593

125. Sloan, E. D. Fundamental principles and applications of natural gas hydrates / E. D. Sloan // *Nature*. – 2003. – Т. 426. – № 6964. – С. 353-359. – DOI: 10.1038/nature02135
126. Standards for Selection of Surfactant Compositions used in Completion and Stimulation Fluids / D. G. Petrakov, A. V. Loseva, N. T. Alikhanov, H. Jafarpour // *International Journal of Engineering*. – 2023. – Т. 36. – № 9. – С. 1605-1610. – DOI: 10.5829/IJE.2023.36.09C.03
127. Struchkov, I. A. The challenges of waxy oil production in a Russian oil field and laboratory investigations / I. A. Struchkov, M. K. Rogachev // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Т. 163. – № January. – С. 91-99. – DOI: 10.1016/j.petrol.2017.12.082
128. Study of the effect of viscosity on the head and flow rate degradation in different multistage electric submersible pumps using dimensional analysis / E. M. Ofuchi, H. Stel, T. S. Vieira [и др.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – Т. 156. – № December 2016. – С. 442-450. – DOI: 10.1016/j.petrol.2017.06.024
129. Study on combination of surfactant and acid for depressure and increasing injection oil displacement in heterogeneous sandstone reservoirs / H. Bai, K. Zhang, F. Zhou, E. Yao // *Physics of Fluids*. – 2024. – Т. 36. – № 11. – С. 113606. – DOI: 10.1063/5.0240091
130. Study on the effect and mechanism of temperature and shear on the stability of water-in-oil emulsion stabilized by asphaltenes / H. Jiang, X. Liu, Y. Xu, Y. Jia // *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. – 2024. – Vol. 697. – P. 134470. – DOI: 10.1016/j.colsurfa.2024.134470
131. Study on hydrate formation characteristics in crude oil-gas-water system considering emulsion gels / H. Yang, J. Jing, R. Karimov [и др.] // *Fuel*. – 2024. – Т. 364. – DOI: 10.1016/j.fuel.2024.131052
132. Study on waxy crudes characterisation and chemical inhibitor assessment / N. Makwashi, D. Zhao, M. Abdulkadir [и др.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Т. 204. – № March. – С. 108734. – DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108734
133. Subsea systems innovations and the use of state of art subsea technologies help the flow assurance of heavy oil production in ultra-deep waters / C. A. Pedroso, G. Rosa, P. Borges, K. Nunes // *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*. – 2020. – Т. 2020-July. – С. 1-19. – DOI: 10.48072/2525-7579.rog.2020.165
134. Sun, M. Gas hydrate powder formation - Ultimate solution in natural gas flow assurance / M. Sun, A. Firoozabadi // *Fuel*. – 2015. – Т. 146. – С. 1-5. – DOI: 10.1016/j.fuel.2014.12.078
135. Surfactant effect on air/water flow in a multistage electrical submersible pump (ESP) / J. Zhu, H. Zhu, Z. Wang [и др.] // *Experimental Thermal and Fluid Science*. – 2018. – Т. 98. – № May. – С. 95-111. – DOI: 10.1016/j.expthermflusci.2018.05.013

136. The kinetic effects of hydrate anti-agglomerants/surfactants / F. Ning, D. Guo, S. U. Din [и др.] // *Fuel*. – 2022. – Т. 318. – DOI: 10.1016/j.fuel.2022.123566
137. The Research and Development of Technical and Technological Solutions for the Operation of oil Wells with Increased Gas Content / M. I. Korabelnikov, S. N. Batrikov, N. A. Aksenova, A. T. Khudaiberdiev // *SOCAR Proceedings*. – 2021. – Т. 2021. – С. 31-40. – DOI: 10.5510/OGP2021SI200557
138. The study of gas hydrate formation and particle transportability using a high pressure flowloop / A. Aa-Majid, W. Lee, V. Srivastava [и др.] // *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*. – 2016. – Т. 5. – С. 4447-4460. – DOI: 10.4043/27276-ms
139. Two phase flow heat transfer analysis at different flow patterns in the wellbore / Y. Gao, Y. Cui, B. Xu [и др.] // *Applied Thermal Engineering*. – 2017. – Т. 117. – С. 544-552. – DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2017.02.058
140. Why should we use residual thermodynamics for calculation of hydrate phase transitions? / B. Kvamme, J. Zhao, N. Wei [и др.] // *Energies*. – 2020. – Т. 13. – № 6. – DOI: 10.3390/en13164135
141. Zhou, D. Simple model of electric submersible pump in gassy well / D. Zhou, R. Sachdeva // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2010. – Т. 70. – № 3-4. – С. 204-213. – DOI: 10.1016/j.petrol.2009.11.012
142. Zhu, J. A review of experiments and modeling of gas-liquid flow in electrical submersible pumps / J. Zhu, H. Q. Zhang // *Energies*. – 2018. – Т. 11. – № 1. – DOI: 10.3390/en11010180
143. Zhu, J. Mechanistic modeling and numerical simulation of in-situ gas void fraction inside ESP impeller / J. Zhu, H. Q. Zhang // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2016. – Т. 36. – С. 144-154. – DOI: 10.1016/j.jngse.2016.10.020

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2024619314

**Программа расчета термобарических условий в  
нефтедобывающей скважине при образовании  
органических отложений**

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Санкт-Петербургский горный университет  
императрицы Екатерины II» (RU)*

Авторы: *Воронцов Андрей Алексеевич (RU), Буслаев Георгий  
Викторович (RU), Коробов Григорий Юрьевич (RU)*

Заявка № 2024617224

Дата поступления 08 апреля 2024 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 22 апреля 2024 г.



*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

документ подписан электронной подписью  
Сертификат: 429b6607e1361164ba196685b73b4aa7  
Выдана: **Зубов Юрий Сергеевич**  
Действителен с 18.08.2023 по 02.08.2024

*Ю.С. Зубов*

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Акт внедрения



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«ПМ-ГРУПП»  
(ООО «ПМ-ГРУПП»)**

450097, Республика Башкортостан, г. Уфа, улица Заводская, дом 15/2, пом. 3,  
Тел. +7 (981) 888-03-30, E-mail: info@pmg-global.com, Сайт: [www.pmg-global.com](http://www.pmg-global.com)  
ИНН 0278161949, КПП 027801001, ОГРН 1090280029751, ОКПО 61177072



#### АКТ

**о внедрении (использовании) результатов кандидатской диссертационной работы  
Воронцова Андрея Алексеевича на тему «Ингибиторная технология предотвращения  
формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных  
скважинах с электроцентробежными насосами» по научной специальности 2.8.4.  
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Рабочая комиссия в составе:

Председатель: Лагутина М.А. (Директор по научно-техническому развитию)

Члены комиссии: Кирилук В.А. (Технический директор), Арабов Д.В. (Первый заместитель директора), Галимов В.В. (Начальник отдела ПНП), Ермолин Д.С. (Ведущий специалист отдела ПНП).

составили настоящий акт о том, что результаты диссертации на тему «Ингибиторная технология предотвращения формирования асфальтосмолопарафиновых и газогидратных отложений в нефтяных скважинах с электроцентробежными насосами», представленной на соискание ученой степени кандидата наук, использованы в деятельности ООО «ПМ-ГРУПП» при реализации проектов по оптимизации эксплуатации нефтедобывающих скважин, оборудованных электроцентробежными насосами.

Материалы и результаты работы использованы:

1) При разработке и актуализации внутренних методических рекомендаций компании: «Методические рекомендации по выбору ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений с учетом их влияния на процессы гидратообразования» и «Методические рекомендации по

определению параметров работы скважины, осложненной образованием комплексных органических отложений»

2) При проведении инженерно-технологического обслуживания на месторождении при реализации работ в рамках опытно-промышленных испытаний.

Использование указанных материалов позволяет повысить качество инженерных решений в области предотвращения отложений в скважинном пространстве, улучшить прогнозирование технологической и экономической эффективности внедрения ингибиторов, а также обеспечить снижение эксплуатационных затрат на обслуживание скважинного оборудования.

**Председатель комиссии:**

Директор по научно-техническому развитию

Лагутина М.А.

**Члены комиссии:**

Технический директор

Кириллок В.А.

Первый заместитель директора

Арабов Д.В.

Начальник отдела ПНП

Галимов В.В.

Ведущий специалист отдела ПНП

Ермолин Д.С.